3 ERMITTLUNG DES OFFSHORE-NETZ-AUSBAUBEDARFS

3 ERMITTLUNG DES OFFSHORE-NETZAUSBAUBEDARFS

Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren

Basierend auf den Stellungnahmen aus der Konsultation zum ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2030 (2019) und der Weiterentwicklung im Prozess wurden Erläuterungen zu den Planungs-, Zulassungs- und Errichtungszeiten ergänzt sowie Suchräume von Netzverknüpfungspunkten und Umsetzungs- und Fertigstellungstermine angepasst. Des Weiteren wurde der aktuelle Planungsstand hinsichtlich der Umsetzung innovativer Netzanbindungssysteme berücksichtigt und es wurden die Längen von AC-Netzanschlüssen präzisiert, woraus sich geänderte Gesamt-Kilometer ergeben. Ergänzt wurden zudem eine schematische Darstellung eines AC-Netzanbindungssystems und Erläuterungen zur Sensitivität „Berücksichtigung Küstenmeer Ostsee".

Nicht alle in den Stellungnahmen genannten Aspekte fallen in den Zuständigkeitsbereich des Netzentwicklungsplans oder haben konkrete Anpassungen im Kapitel 3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs nach sich gezogen. Weitere Erläuterungen zu diesen Punkten sind in Kapitel 7 Konsultation aufgeführt.

Zusammenfassung

↗ Die bisher im Offshore-Netzentwicklungsplan getroffenen Festlegungen werden nach Vorgabe des Gesetzgebers teilweise durch die im Netzentwicklungsplan und teilweise durch die im Flächenentwicklungsplan getroffenen Festlegungen abgelöst. Damit bilden Netzentwicklungsplan und Flächenentwicklungsplan zusammen mit den raumordnerischen Planungen der Küstenländer ein zusammenhängendes und aufeinander abgestimmtes Planwerk.

Dabei unterscheiden sich Netzentwicklungsplan und Flächenentwicklungsplan …

- … zeitlich: Aktuell überschneiden sich der Netzentwicklungsplan 2030 (2019) und der Flächenentwicklungsplan – letzterer wird erst Ende Juni 2019 und damit nach Vorlage sowohl des ersten als auch des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2030 (2019) vorliegen. Daher fließt in den vorliegenden *zweiten* Entwurf des Netzentwicklungsplans lediglich der aktuelle Verfahrensstand des Flächenentwicklungsplans ein.[9]
- … inhaltlich: Im Netzentwicklungsplan werden insbesondere die Netzverknüpfungspunkte für die Offshore-Netzanbindungen identifiziert. Demgegenüber soll der *Flächenentwicklungsplan* u. a. Festlegungen über die Kalenderjahre enthalten, in denen die in den festgelegten Flächen jeweils *in der Ausschreibung* bezuschlagten Windenergieanlagen auf See und die entsprechenden Offshore-Anbindungsleitungen in Betrieb genommen werden sollen.
- … in den zugrunde liegenden Ausbauzielen: Außerdem legen *der* Netzentwicklungsplan und der Flächenentwicklungsplan derzeit unterschiedliche Ausbauziele zugrunde. Der *Entwurf des Flächenentwicklungsplans* bezieht sich auf das im Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See festgeschriebene Ziel, die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf insgesamt 15 GW bis zum Jahr 2030 zu steigern. Der Netzentwicklungsplan wird auf Basis des von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmens 2030 (2019) erstellt. Dieser sieht einen Ausbau der Windenergie auf See in Höhe von 17 GW bis 20 GW bis 2030 vor. *Diese Ausbaupfade wurden im Anhang des Entwurfs des Flächenentwicklungsplans informatorisch dargestellt.*

9 Siehe dazu die Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber zum Entwurf des Flächenentwicklungsplans vom 19.12.2018: www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/meeresfachplanung_node.html.

- Für das Zubau-Offshorenetz ergibt sich daraus eine Länge von etwa *1.906 km* in den Szenarien B 2030 und C 2030 bei einer Übertragungsleistung von rund 6,4 GW, von etwa *2.901 km* im Szenario A 2030 bei einer Übertragungsleistung von rund 9,8 GW und von *3.421 km* für den Ausblick im Szenario B 2035 bei einer Übertragungsleistung von rund 12,1 GW. Die entsprechenden Netzverknüpfungspunkte an Land wurden ermittelt.

- Die Investitionskosten für die Netzmaßnahmen werden auf Basis von spezifischen Kostensätzen ermittelt und haben einen vorläufigen Charakter. Für die Szenarien B 2030 und C 2030 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen für das deutsche Offshorenetz bis 2030 rund 18 Mrd. €. A 2030 erfordert aufgrund des Ausbaupfades von 20 GW höhere Investitionen von etwa 24 Mrd. €. Die installierten Leistungen und somit die Kosten in den Szenarien für 2030 gehen dabei über den gesetzlichen Ausbaupfad und den Entwurf des Flächenentwicklungsplans hinaus. Für das Szenario B 2035 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen rund 27 Mrd. €. Die Investitionen in die Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes (rund 8 Mrd. €) sind hierin jeweils berücksichtigt.

- Die Übertragungsnetzbetreiber weisen in Bezug auf die Realisierbarkeit des angegebenen Ausbaubedarfs darauf hin, dass die Maßnahmen ermittelt wurden, um die Ausbauziele des Szenariorahmens zu erreichen. Inwieweit die Übertragungsnetzbetreiber eine Realisierung der Netzanbindungssysteme bis zum Betrachtungsjahr des jeweiligen Szenarios für realistisch halten, kann den Steckbriefen der Maßnahmen entnommen werden. Maßgeblich sind die Maßnahmen für die Szenarien mit Betrachtungsjahr 2030 hiervon betroffen. Bereits für die Szenarien B 2030 und C 2030 ist die rechtzeitige Inbetriebnahme des benötigten Netzanbindungssystems NOR-9-2 unter den heutigen Rahmenbedingungen fraglich.

  Im Szenario A 2030 sind über B 2030/C 2030 hinaus weitere Netzanbindungssysteme erforderlich. Die Übertragungsnetzbetreiber sehen derzeit ein hohes Risiko, dass die notwendige Anzahl der Netzanbindungssysteme nicht rechtzeitig zur Verfügung steht. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die zu realisierenden langen landseitigen Kabeltrassen und den damit verbundenen langen Planungs-, Genehmigungs- sowie Errichtungszeiten.

  In diesem Zusammenhang wurde eine Variante unter Berücksichtigung der Gebiete im Küstenmeer der Ostsee geprüft. Die Ergebnisse der „Sensitivität Berücksichtigung Küstenmeer" zeigen, dass eine Steigerung der Einspeisung aus Offshore-Windenergie in der Ostsee gegenüber der Annahme im Szenariorahmen um ca. 1 GW durch die geplante Netzinfrastruktur aufgenommen werden kann. Dadurch ergibt sich eine zusätzliche Flexibilität beim politischen Ausbauziel für die Offshore-Windenergie in 2030 in einer Bandbreite von 17 bis 20 GW.

3.1 Einführung: Prozess und Methodik

3.1.1 Gesetzliche Grundlagen

Die (erstmalige) Integration der Darstellung der Offshore-Maßnahmen ab dem vorliegenden Netzentwicklungsplan (NEP) 2030 (2019) ist in § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 7 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) geregelt.

Danach enthält der NEP nunmehr u. a. alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) und im Küstenmeer einschließlich der Netzverknüpfungspunkte (NVP) an Land, die bis zum Ende des Betrachtungszeitraums für einen schrittweisen, bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Ausbau sowie einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen sowie zum Weitertransport des auf See erzeugten Stromes erforderlich sind. Für diese Maßnahmen werden Angaben zum geplanten Zeitpunkt der Fertigstellung vorgesehen, hierbei müssen die Festlegungen des zuletzt bekannt gemachten Flächenentwicklungsplan (FEP) nach den §§ 4 bis 8 Wind-auf-See-Gesetz (WindSeeG) zugrunde gelegt werden.

3.1.2 Erstmalige Erstellung des Flächenentwicklungsplans

Der FEP wird durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur (BNetzA) und in Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz (BfN), der Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt sowie den Küstenländern unter Beteiligung der Behörden, deren Aufgabenbereich berührt ist, der Öffentlichkeit und der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) erstellt. Er stellt für den Zeitraum ab 2026 bis mindestens zum Jahr 2030 (sog. zentrales Modell) das steuernde Planungsinstrument für den synchronen Ausbau der Windenergie und deren Netzanbindungen auf See dar.

Der FEP soll dabei das Ziel verfolgen, die Offshore-Anbindungsleitungen effizient zu nutzen und auszulasten. Außerdem soll er die Inbetriebnahmen der Offshore-Windparkprojekte und der zugehörigen Offshore-Anbindungsleitung synchronisieren.

Für den Zeitraum von 2026 bis mindestens 2030 soll der FEP vor allem Folgendes festlegen:

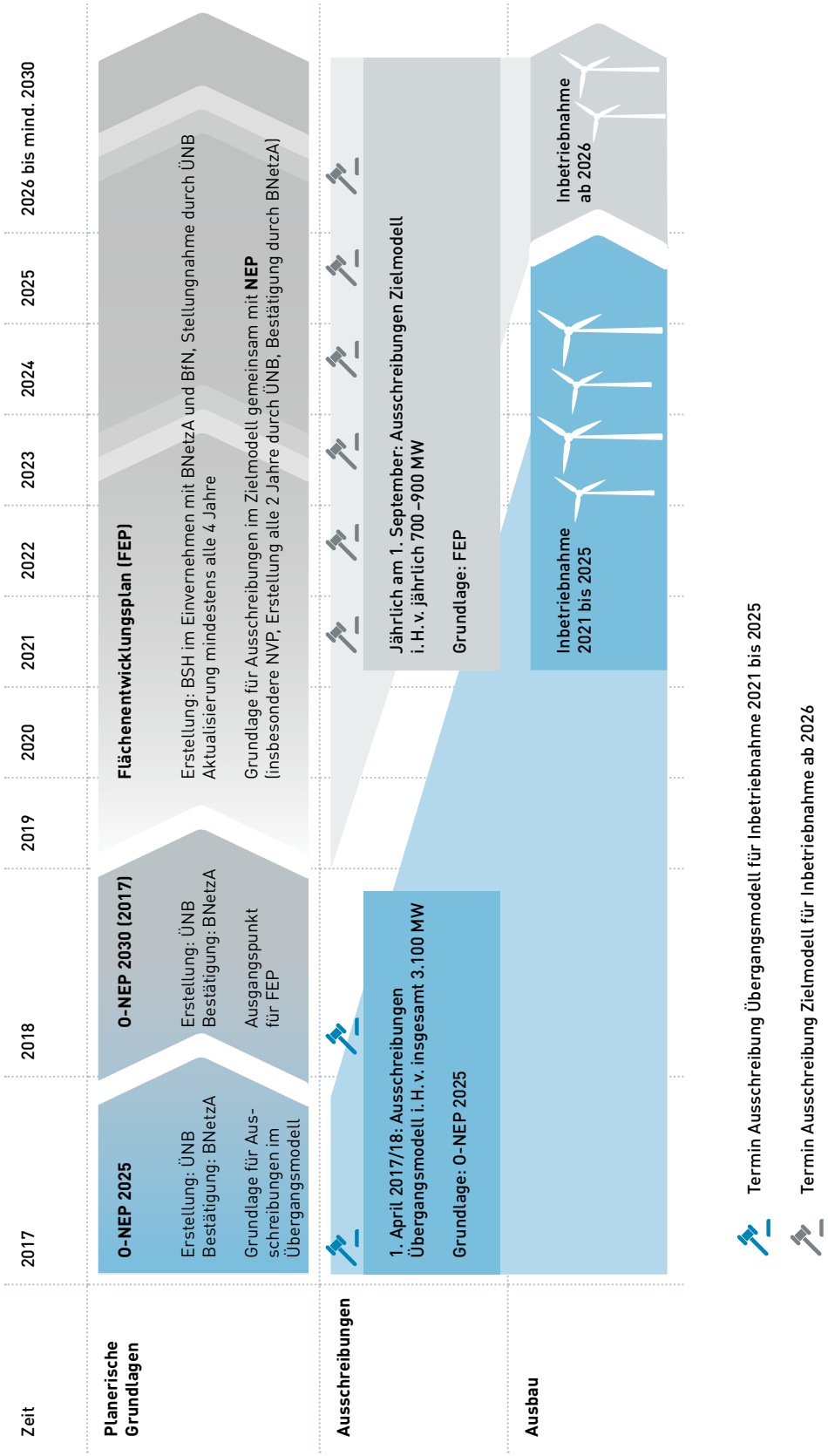
- *Gebiete* in der AWZ oder im Küstenmeer für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See sowie *vorzuuntersuchende* Flächen in diesen Gebieten,
- die Reihenfolge und den Zeitpunkt der Ausschreibung für die Flächen sowie die Kalenderjahre, in denen die *in der Ausschreibung* bezuschlagte Windenergieanlage auf See und die entsprechende Offshore-Anbindungsleitung in Betrieb genommen werden sollen,
- die in den festgelegten Gebieten und Flächen jeweils voraussichtlich zu installierende Leistung,
- Standorte von Konverterplattformen, Sammelplattformen und Umspannanlagen,
- Trassen oder Trassenkorridore für Offshore-Anbindungsleitungen und standardisierte Technikgrundsätze und Planungsgrundsätze.

Sonderregelungen bestehen für die sog. Pilotwindenergieanlagen auf See. Hierbei handelt es sich um die jeweils ersten drei Windenergieanlagen auf See eines Typs, mit denen nachweislich eine wesentliche, weit über den Stand der Technik hinausgehende Innovation erprobt wird. Der FEP kann für derartige Anlagen bereits ab dem Jahr 2021 für Gebiete in der AWZ und im Küstenmeer verfügbare Netzanbindungskapazitäten auf vorhandenen oder in folgenden Jahren noch fertigzustellenden Offshore-Anbindungsleitungen ausweisen.

Der erste FEP muss nach § 6 Abs. 8 S. 2 WindSeeG bis zum 30.06.2019 bekannt gemacht werden. Er ist die Basis für die Ausschreibungsverfahren im Zielmodell, die ab dem 01.09.2021 jährlich mit einem Ausschreibungsvolumen von 700 bis 900 MW (durchschnittlich nicht mehr als 840 MW) stattfinden werden.

Eine Fortschreibung des FEP erfolgt auf Vorschlag des BSH oder der BNetzA, jedoch mindestens alle vier Jahre. Abbildung 22 erläutert den im WindSeeG festgelegten Systemwechsel.

Abbildung 22: Übergang vom O-NEP zum Flächenentwicklungsplan



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.1.3 Erstellung des Netzentwicklungsplans unter Berücksichtigung des Flächenentwicklungsplans

Die bisher im Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) getroffenen Festlegungen werden gemäß § 7 Nr. 2 WindSeeG teilweise durch die im NEP und teilweise durch die im FEP getroffenen Festlegungen abgelöst.

Damit stehen NEP und FEP in einem zeitlichen sowie inhaltlichen Stufen- bzw. Schnittstellenverhältnis zueinander. Im NEP werden insbesondere die NVP für die Offshore-Netzanbindungen identifiziert und im weiteren Verfahren von der BNetzA geprüft und bestätigt. Demgegenüber enthält der FEP gemäß § 5 Abs. 1 Nr. 4 WindSeeG u. a. Festlegungen über die Kalenderjahre, in denen die in den festgelegten Flächen jeweils *in der Ausschreibung* bezuschlagten Windenergieanlagen auf See und die entsprechenden Offshore-Anbindungsleitungen in Betrieb genommen werden sollen. Die bisher im O-NEP enthaltenen Ausführungen zur zeitlichen Staffelung entfallen daher im NEP, stattdessen sind nach § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 7 HS. 3 EnWG die im FEP festgelegten Kalenderjahre zugrunde zu legen.

Das BSH berücksichtigt bestimmte Kriterien für die Festlegung der Flächen und die zeitliche Reihenfolge ihrer Ausschreibung. Diese umfassen u. a. nach § 5 Abs. 4 S. 2 WindSeeG:

- die effiziente Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen, die zum Zeitpunkt der Erstellung des FEP bereits vorhanden sind oder im O-NEP vorbehaltlos bestätigt sind,
- die geordnete und effiziente Planung, Errichtung, Inbetriebnahme, Nutzung und Auslastung für die im Jahr 2026 und in den folgenden Jahren noch fertigzustellenden Offshore-Anbindungsleitungen und NVP an Land; hierbei werden auch die Planung und der tatsächliche Ausbau von Netzen an Land berücksichtigt,
- die räumliche Nähe zur Küste,
- Nutzungskonflikte, voraussichtliche tatsächliche Bebaubarkeit, voraussichtlich zu installierende Leistung auf einer Fläche,
- eine unter Berücksichtigung der insgesamt vorhandenen Potenziale ausgewogene Verteilung des Ausschreibungsvolumens auf Flächen in der Nordsee und Ostsee.

Bei der Umsetzung dieser gesetzlichen Vorgaben kommt es im aktuellen Prozess zur Erstellung des NEP 2030 (2019) zu zeitlichen Überschneidungen. So ist der erste FEP nach § 6 Abs. 8 Satz 2 WindSeeG vom BSH bis zum 30.06.2019 – und damit zeitlich nach Vorlage sowohl des ersten als auch des zweiten Entwurfs des NEP 2030 (2019) – bekannt zu machen. Daher können die ÜNB den vorliegenden ersten Entwurf des NEP lediglich unter Zugrundelegung des aktuellen Verfahrensstands des FEP erstellen. Die ÜNB berücksichtigen damit im vorliegenden Dokument bestmöglich den vom BSH am 26.10.2018 veröffentlichten „Entwurf Flächenentwicklungsplan 2019 für die deutsche Nord- und Ostsee" (Entwurf des FEP).[10]

Zu beachten ist hierbei zudem, dass der NEP und der FEP-Entwurf derzeit unterschiedliche Ausbauziele zugrunde legen. So ist es Ziel des WindSeeG, die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See auf insgesamt 15 GW bis zum Jahr 2030 zu steigern (§ 1 Abs. 2 S. 1 WindSeeG).

Demgegenüber ist der NEP auf der Grundlage des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens zu erstellen (§ 12b Abs. 1 S. 1 EnWG). Abweichend vom WindSeeG sieht der am 15.06.2018 genehmigte und für die Erstellung des NEP maßgebliche Szenariorahmen der BNetzA in den Szenarien B 2030 und C 2030 einen Ausbau der Windenergie auf See in Höhe von 17 GW und in Szenario A 2030 in Höhe von 20 GW jeweils bis 2030 vor. Diese Vorgaben werden im Entwurf des FEP lediglich in Form einer informatorischen Darstellung eines erhöhten Ausbaupfades im Anhang berücksichtigt.

10 BSH: „Entwurf Flächenentwicklungsplan 2019 für die deutsche Nord- und Ostsee", veröffentlicht Oktober 2018: www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/_Anlagen/Downloads/Aktuelles_FEP_Entwurf_FEP2.pdf?__blob=publicationFile&v=3

3.1.4 Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Der NEP enthält gemäß § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 6 EnWG eine Darlegung der in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten.

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten für den Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen wurden von den ÜNB bislang im O-NEP zunächst anderweitige Technologiekonzepte betrachtet (AC- oder DC-Technologie entsprechend der Technikgrundsätze des Bundesfachplans Offshore (BFO)). Im Entwurf des FEP ist demgegenüber vorgesehen, dass eine Abweichung von den im FEP festzulegenden standardisierten Technikgrundsätzen nicht möglich ist.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten sind ferner dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier Szenarien und demzufolge auch vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternative möglich sind. Darüber hinaus werden in den Zubau-Offshorenetz-Steckbriefen zu den einzelnen Projekten alternative Planungsmöglichkeiten in Form der Betrachtung ggf. vorhandener alternativer NVP dargestellt.

Konkrete räumliche Alternativen zu einzelnen Offshore-Anbindungsleitungen können nur sehr eingeschränkt auf der abstrakten Ebene des NEP geprüft werden. Der NEP beinhaltet die grundsätzliche Darstellung von Lösungen für die Erschließung der Nord- und Ostsee zur Abführung der Windenergie unter den gegebenen Randbedingungen. Die im Anhang für das Zubau-Offshorenetz angegebenen Trassenverläufe stellen daher – soweit es sich nicht um verbindliche Festlegungen aus dem FEP handelt – im Regelfall Suchräume für die spätere konkretisierende Planung dar. Hier kann es im Rahmen der nachgelagerten Planungsverfahren zu Abweichungen kommen. Konkrete geografische Alternativen und Umweltauswirkungen können daher erst in den nachgelagerten Planungsverfahren geprüft werden.

3.2 Offshore-Netzausbaubedarf

Die gesetzlichen Grundlagen und das Verhältnis des im NEP beschriebenen Offshore-Netzausbaubedarfs zum FEP-Entwurf des BSH wurden im vorangegangenen Kapitel 3.1 beschrieben. Das Kapitel 3.2 Offshore-Netzausbaubedarf zeigt für die von der BNetzA im Szenariorahmen 2030 (2019) genehmigten Szenarien die erforderlichen Offshore-Netzanbindungssysteme auf.

Offshore-Netzanbindungssysteme (entspricht dem Begriff Offshore-Anbindungsleitungen im EnWG sowie im WindSeeG) umfassen alle Offshore-Anlagengüter inklusive der Verbindung zwischen (Konverter-)Plattform bzw. Bündelungspunkt und dem Onshore-Netzverknüpfungspunkt sowie der windparkspezifischen Komponenten, wie insbesondere den Hochspannungs-AC-Seekabeln zwischen (Konverter-)Plattform oder Bündelungspunkt und der Umspannplattform eines Offshore-Windparks (OWP). Ferner fallen darunter unter anderem die zugehörigen Onshore-Anlagengüter vom Anlandepunkt bis einschließlich der zugehörigen Anlagengüter am jeweiligen Onshore-Netzverknüpfungspunkt, wie insbesondere Konverter, Kompensationsspulen, Transformatoren, Schaltanlagen, Verbindungsleitungen, Betriebsmittel zur Spannungshaltung, Betriebsmittel zur Kompensation von Oberschwingungen sowie weitere Anlagengüter, sofern sie für die Errichtung oder den Betrieb der Offshore-Anbindungsleitung erforderlich sind.

3.2.1 Technische und zeitliche Rahmenbedingungen

Übertragungstechnologien

In Abhängigkeit von den jeweiligen Rahmenbedingungen werden die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des Entwurfs des FEP umgesetzt. Daraus ergeben sich jeweils andere Maßnahmenumfänge und Umsetzungsschritte.

In der Nordsee werden die Netzanbindungssysteme für OWP in aller Regel mit DC-Technologie ausgeführt. Dies ist auf die in Summe größere Erzeugungsleistung der OWP und die zumeist auch größeren Entfernungen zum technisch und wirtschaftlich günstigsten NVP an Land zurückzuführen. DC-Netzanbindungssysteme werden in Übereinstimmung mit dem Entwurf des FEP und den bisherigen Festlegungen des BFO mit einer Systemspannung von 320 kV ausgeführt. Höhere Spannungen lassen sich mit dem derzeitigen Stand der Technik der VPE-Kabelsysteme (kunststoffisoliertes Kabel aus vernetztem Polyethylen) und der Offshore-Konverterplattformen nicht realisieren.

In der Ostsee wird im Vergleich zur Nordsee eine geringere Leistung über kürzere Entfernungen übertragen. Bedingt durch wechselnde Rahmenbedingungen wie z. B. umweltfachliche Restriktionen oder vorhandene Trassenräume stellt hier sowohl die AC-Technologie als auch die DC-Technologie ein technisch und wirtschaftlich effizientes Übertragungskonzept dar. Durch kleinere Einheitengrößen in der Übertragungskapazität bietet die AC-Technologie die Möglichkeit, den Offshore-Netzausbau individuell auf einzelne Flächen und die dort mögliche installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie anzupassen. Um den gesetzlichen Vorgaben (Ausschreibungsvolumen von 700 bis 900 MW) durch das WindSeeG Rechnung zu tragen, ist die Realisierung von AC-Netzanbindungssystemen mit einer Übertragungsleistung von bis zu 900 MW gegeben. Diese werden durch einzelne AC-Netzanbindungssysteme derzeit in Übereinstimmung mit dem Entwurf des FEP mit einer Übertragungsleistung von 300 MW ausgeführt. Mithilfe der DC-Technologie kann insbesondere in der naturschutzfachlich sensiblen und räumlich eingeschränkten Ostsee das große restliche Erzeugungspotenzial der Gebiete 1, 2 und 4 sowie des Gebiets 6 im Küstenmeer durch einen im Vergleich geringen räumlichen Eingriff wirtschaftlich und effizient mit einem standardisierten DC-Netzanbindungssystem erschlossen werden.

Derzeit befinden sich alternative DC-Netzanbindungskonzepte in der Forschung und Entwicklung. Die standardisierte DC-Technologie gemäß den *Technikgrundsätzen* des Entwurfs des FEP wird daher im NEP vorbehaltlich der Weiterentwicklung in Bezug auf Technologie und Leistung angewendet.

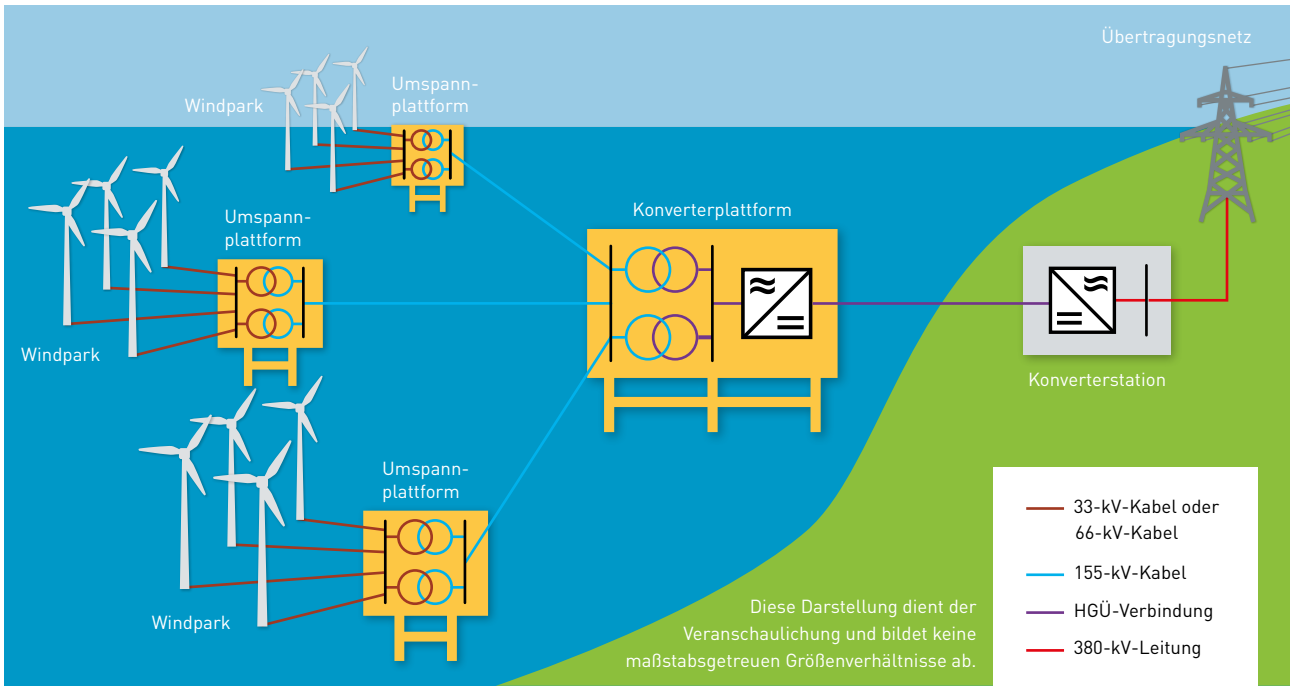
Der Umfang einer vollständigen Maßnahme zur Anbindung eines OWP erstreckt sich dabei für den ÜNB zur Erfüllung seiner Aufgabe nach § 17d EnWG auf

- den Anteil an der Umspannplattform auf See bzw. die Konverterplattform,
- das See- und Landkabel,
- die Erweiterung/den Neubau der Umspann-/Konverterstation an Land und
- ggf. die Anbindungsleitung zwischen Konverterstation an Land und Umspannstation an Land.

Anbindungskonzepte in Nord- und Ostsee

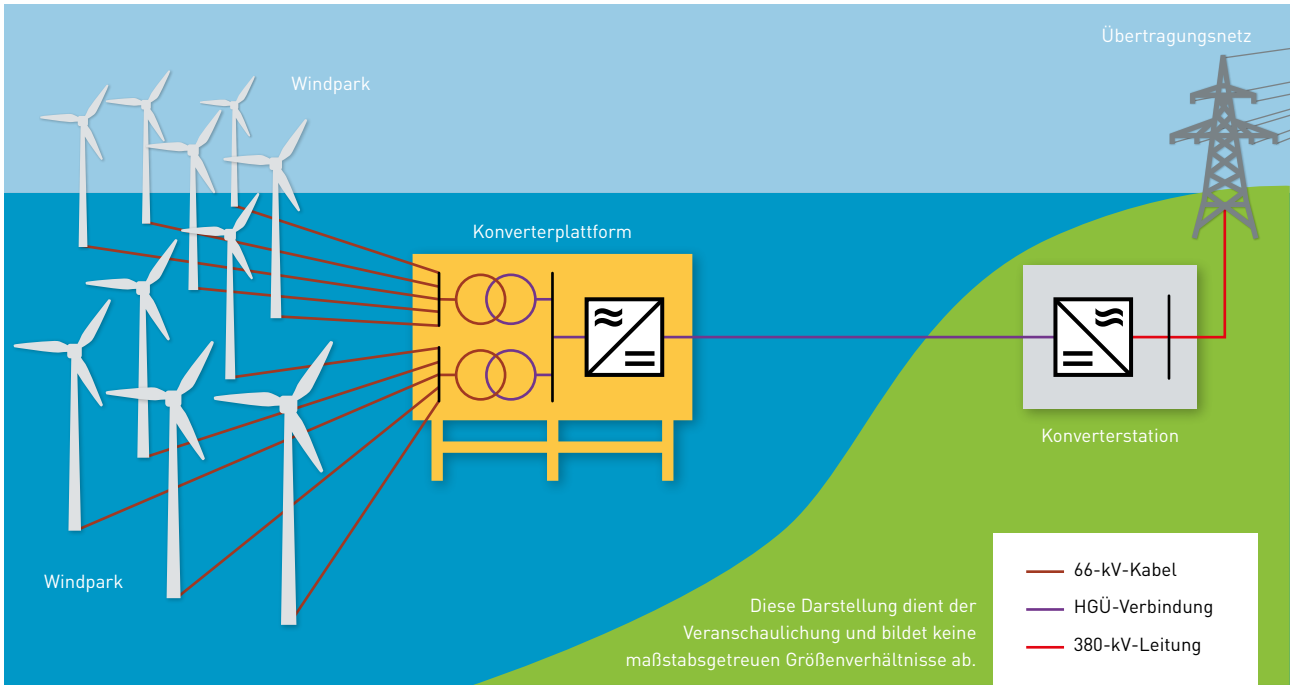
Der Anschluss des OWP erfolgt bisher bei den bestehenden DC-Netzanbindungssystemen über eine Offshore-Plattform des OWP und eine 155-kV-Verbindung zur Offshore-Konverterplattform des ÜNB. Für zukünftige Systeme sieht der Entwurf des FEP das sogenannte 66-kV-Direktanbindungskonzept vor. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des ÜNB verbunden. Ziel dieses Konzeptes ist es, die technische und räumliche Komplexität zu vereinfachen und volkswirtschaftliche Kostenvorteile zu erzielen. Bei einigen zukünftigen DC-Netzanbindungen ist durch größere räumliche Abstände der jeweiligen anzuschließenden Flächen im Entwurf des FEP abweichend das 155-kV-Anbindungskonzept vorgesehen. Die folgenden Abbildungen stellen schematisch die beiden Konzepte *in der Nordsee sowie das 220-kV-Anbindungskonzept in der Ostsee* dar.

*Abbildung 23: Schematische Darstellung **eines DC-Netzanbindungssystems mit** 155-kV-Anbindungskonzept*



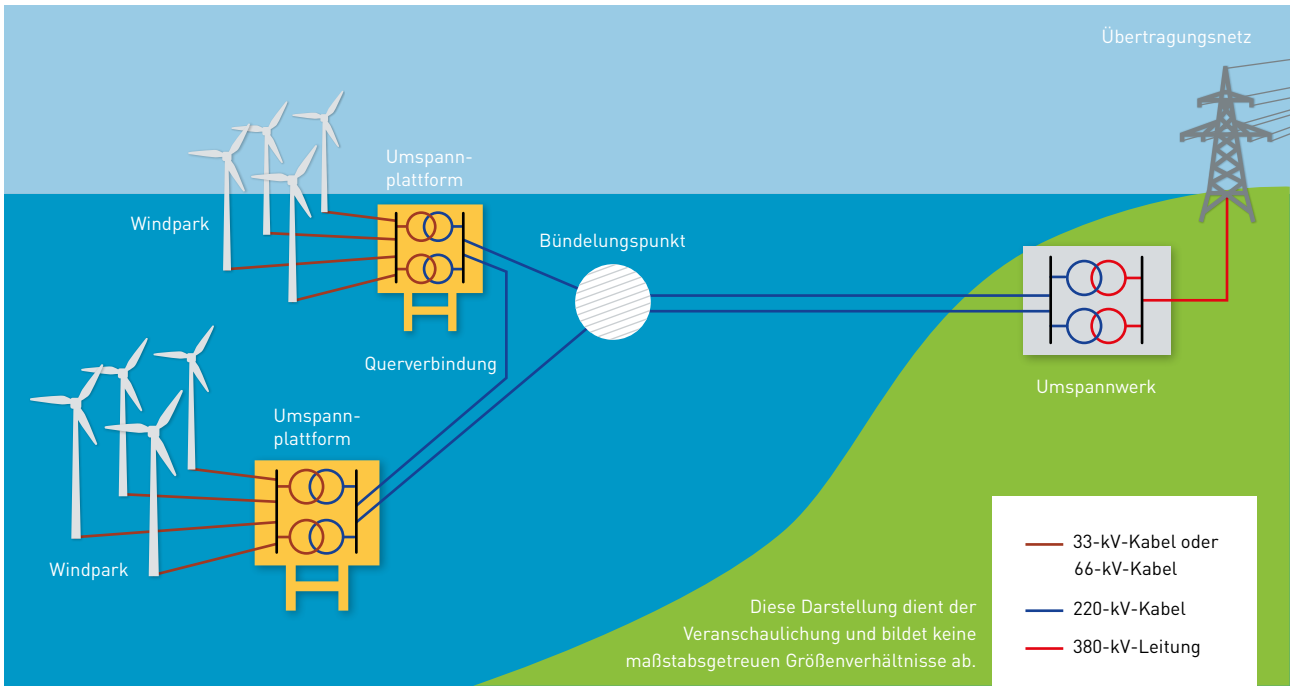
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

*Abbildung 24: Schematische Darstellung **eines DC-Netzanbindungssystems mit** 66-kV-Direktanbindungskonzept*



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 25: Schematische Darstellung eines AC-Netzanbindungssystems



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Berücksichtigung von Planungs-, Zulassungs- und Errichtungszeiten sowie von am Markt verfügbaren Errichtungskapazitäten

Vom Projektstart bis zum Vorliegen des Planfeststellungsbeschlusses gehen die ÜNB, basierend auf den bisherigen Erfahrungswerten, in ihrer Zeitplanung von einer durchschnittlichen Dauer von 60 Monaten aus. Davon entfallen ca. 24 Monate auf die räumliche Planung und die Erstellung der Kabelrouten im Onshore- und im Offshore-Bereich. Für die Erstellung von Gutachten, die Erfassung der Daten und die Erstellung der Anträge zur Planfeststellung werden ca. 18 Monate eingeplant. In der Regel entfallen weitere 18 Monate auf das Planfeststellungsverfahren durch die jeweiligen Genehmigungsbehörden.

Auf Basis der Erfahrungen bei den aktuell in Realisierung befindlichen Netzanbindungssystemen und der bei den letzten Vergabeverfahren am Markt verfügbaren Errichtungskapazitäten der Hersteller setzen die ÜNB die Dauer des Vergabeverfahrens für eine Netzanbindung mit durchschnittlich zwölf Monaten an. Für die *sich daran anschließende Phase der* Errichtung eines DC-Netzanbindungssystems wird derzeit von 60 Monaten ausgegangen, für AC-Netzanbindungssysteme mit einer Übertragungsleistung von bis zu *300 MW wird von 42 Monaten ausgegangen*. Für die Errichtung von Offshore-Netzanbindungssystemen werden Ressourcen wie Kabelverlegeequipment, Spezialschiffe und besonders geschultes Personal benötigt, die nur begrenzt zur Verfügung stehen. Ressourcenengpässe wirken sich unmittelbar auf die von den Herstellern angebotenen Realisierungszeiten der Netzanbindungssysteme aus.

Eine Berücksichtigung von in Zukunft mutmaßlich kürzeren Realisierungszeiträumen auf Basis von Prognosen ist aus Sicht der ÜNB zum jetzigen Zeitpunkt nicht praktikabel. Bereits vor der Vergabe sind die Vorplanung der *Netzanbindungssysteme* und teilweise die Durchführung der Genehmigungsverfahren erforderlich, die ebenfalls mehrere Jahre in Anspruch nehmen können. *Die Gesamtrealisierungsdauer eines DC-Netzanbindungssystems beträgt daher ca. 11 Jahre und die eines AC-Netzanbindungssystems ca. 9,5 Jahre. Dabei können sich die Projektlaufzeiten für Planung, Zulassung und Errichtung insbesondere bei langen landseitigen Trassen auf etwa 12 bzw. 10,5 Jahre ab Bestätigung der Projekte im NEP summieren.*

Es wird darauf hingewiesen, dass es sich um eine grobe Abschätzung der Gesamtrealisierungszeiten handelt und eine Abweichung von diesen Angaben im Einzelfall möglich ist.

3.2.2 Start-Offshorenetz

Das Start-Offshorenetz bezeichnet diejenigen Offshore-Netzanbindungssysteme, welche bei der Erstellung des NEP als gegeben unterstellt werden und deren Erforderlichkeit nicht erneut untersucht wird. Das Start-Offshorenetz beinhaltet die bereits betriebsbereiten Offshore-Netzanbindungssysteme (Ist-Offshorenetz) und Offshore-Netzanbindungssysteme mit deren Realisierung (Beginn der Umsetzung) gemäß O-NEP bzw. NEP begonnen wurde. Ferner werden Offshore-Netzanbindungssysteme davon umfasst, die erforderlich sind für OWP entweder mit einer gültigen Netzanbindungszusage nach altem Recht oder mit einem Zuschlag in den Offshore-Kapazitätsauktionen für das Übergangsmodell in den Jahren 2017 und 2018.

Die folgenden Tabellen und Abbildungen zeigen das Start-Offshorenetz der Nordsee und der Ostsee. Eine detaillierte Abbildung der Startnetzmaßnahmen befindet sich in den jeweiligen Projektsteckbriefen im Anhang des NEP.

Tabelle 8: Start-Offshorenetz Nordsee

Projekt	Maßnahmen-nummer	Bezeichnung des Projekts*	Nr. im TYNDP 2018	Netzverknüpfungs-punkt	Übertragungs-kapazität in MW**
NOR-0-1	1	AC-Netzanbindungssystem NOR-0-1 (Riffgat)	–	Emden/Borßum	113
NOR-0-2	2	AC-Netzanbindungssystem NOR-0-2 (Nordergründe)	–	Inhausen	111
NOR-1-1	3, 111, 112, 113, 114, 115, 245	DC-Netzanbindungssystem NOR-1-1 (DolWin5)	191.952	Emden/Ost	900
NOR-2-1	–	AC-Netzanbindungssystem (alpha ventus)	–	Hagermarsch	62
NOR-2-2	4, 5, 8, 97, 187	DC-Netzanbindungssystem NOR-2-2 (DolWin1)	42.165	Dörpen/West	800
NOR-2-3	6, 7, 9, 186, 188	DC-Netzanbindungssystem NOR-2-3 (DolWin3)	191.1513	Dörpen/West	900
NOR-3-1	10, 11, 12, 13, 189, 190, 191	DC-Netzanbindungssystem NOR-3-1 (DolWin2)	–	Dörpen/West	916
NOR-3-3	15, 123, 124	DC-Netzanbindungssystem NOR-3-3 (DolWin6)	191.953	Emden/Ost	900
NOR-4-1	16, 17, 18	DC-Netzanbindungssystem NOR-4-1 (HelWin1)	–	Büttel	576
NOR-4-2	19, 20, 192, 235, 244	DC-Netzanbindungssystem NOR-4-2 (HelWin2)	42.657	Büttel	690
NOR-5-1	22, 23, 24, 45, 193	DC-Netzanbindungssystem NOR-5-1 (SylWin1)	–	Büttel	864
NOR-6-1	–	DC-Netzanbindungssystem NOR-6-1 (BorWin1)	–	Diele	400
NOR-6-2	26, 30, 34, 195, 28, 194	DC-Netzanbindungssystem NOR-6-2 (BorWin2)	42.167	Diele	800
NOR-7-1	31, 131, 132, 133,134, 135	DC-Netzanbindungssystem NOR-7-1 (BorWin5)	192.954	Cloppenburg	900
NOR-8-1	33, 27, 106, 107, 108, 109	DC-Netzanbindungssystem NOR-8-1 (BorWin3)	191.656	Emden/Ost	900

* AC = Wechselstrom, DC = Gleichstrom.
** Die Übertragungskapazität bezieht sich auf die Netzverknüpfungspunkte.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

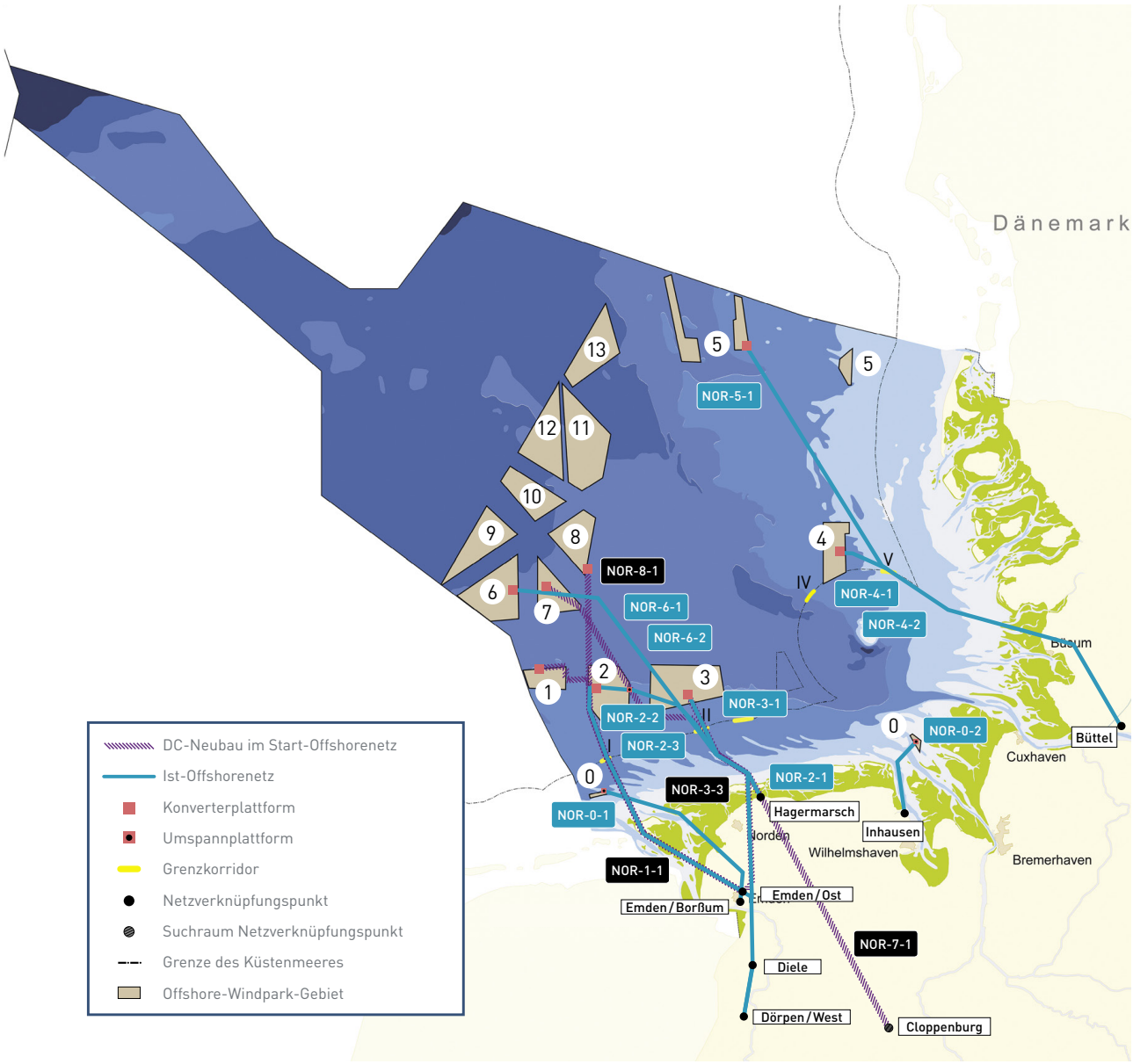
Tabelle 9: Start-Offshorenetz Ostsee

Projekt	Maßnahmen-nummer	Bezeichnung des Projekts*	Nr. im TYNDP 2018	Netzverknüpfungs-punkt	Übertragungs-kapazität in MW**
OST-1-1	51, 52	AC-Netzanbindungssystem OST-1-1 (Westlich Adlergrund)	242.194	Lubmin	250
OST-1-2	53, 54	AC-Netzanbindungssystem OST-1-2 (Westlich Adlergrund)	242.194	Lubmin	250
OST-1-3	55, 56	AC-Netzanbindungssystem OST-1-3 (Westlich Adlergrund)	242.194	Lubmin	250
OST-2-1	67, 68	AC-Netzanbindungssystem OST-2-1	248.1248	Lubmin	250
OST-2-2	69, 70	AC-Netzanbindungssystem OST-2-2	248.1248	Lubmin	250
OST-2-3	71, 72	AC-Netzanbindungssystem OST-2-3	248.1248	Lubmin	250
OST-3-1	–	AC-Netzanbindungssystem OST-3-1 (Kriegers Flak)	–	Bentwisch	51
OST-3-2	50	AC-Netzanbindungssystem OST-3-2 (Kriegers Flak)	–	Bentwisch	339***

* AC = Wechselstrom
** Die Übertragungskapazität bezieht sich auf die Netzverknüpfungspunkte.
*** Projekt OST-3-2 baut auf dem Projekt OST-3-1 auf. Durch diese Projekte ergibt sich eine Übertragungskapazität von 339 MW.

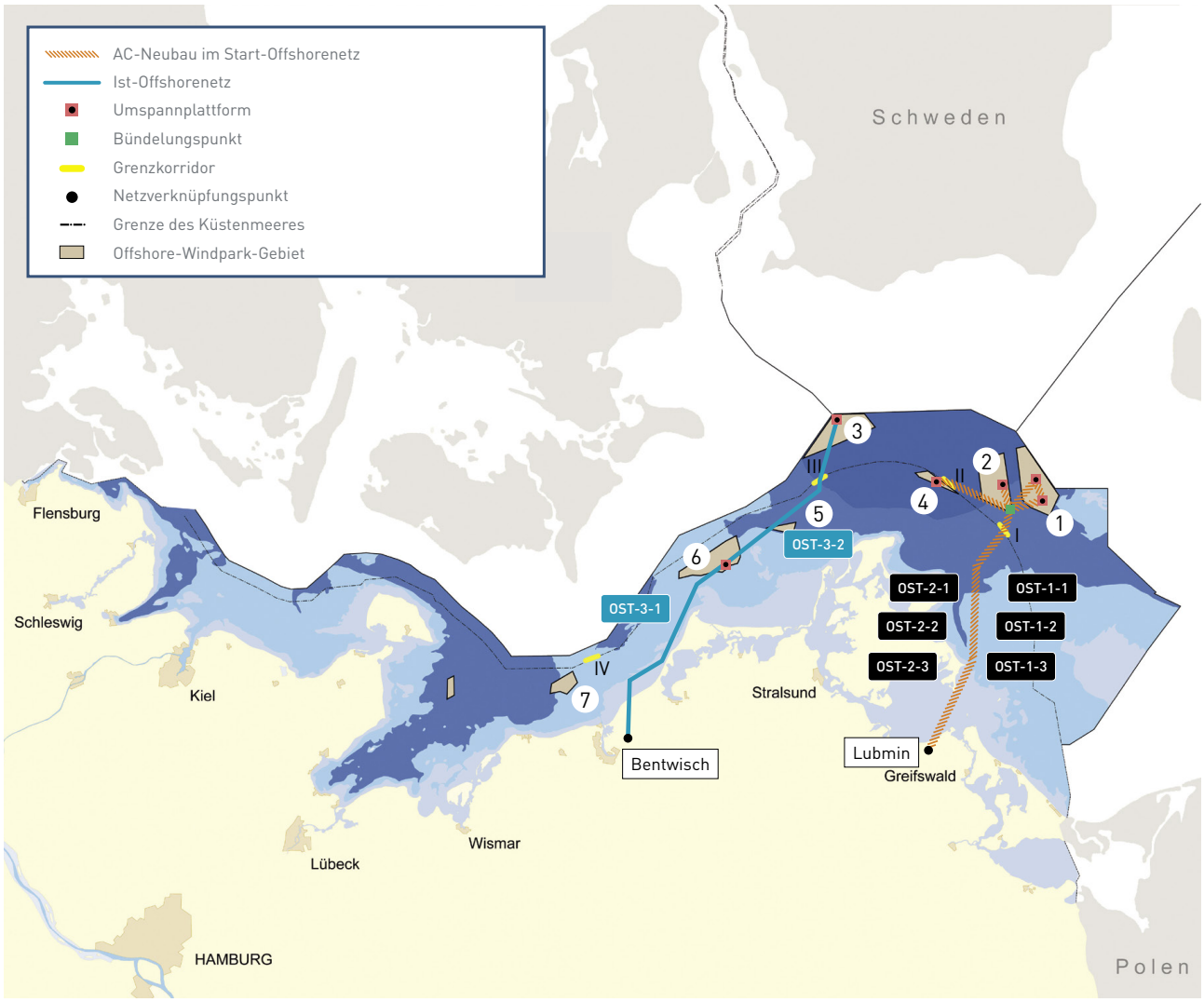
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 26: Start-Offshorenetz Nordsee



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 27: Start-Offshorenetz Ostsee



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

3.2.3 Offshore-Netzausbaubedarf

Zusätzlich zu dem im Entwurf des FEP beschriebenen Anschluss von 15 GW Offshore-Leistung in 2030 haben die ÜNB den Bedarf von weiteren Offshore-Netzanbindungen im NEP untersucht. Der dargestellte erhöhte Ausbaupfad entspricht dem am 15.06.2018 genehmigten Szenariorahmen der BNetzA (siehe Kapitel 2) und sieht die in Tabelle 10 dargestellten installierten Leistungen vor.

Tabelle 10: Installierte Leistung Offshore-Wind gemäß genehmigtem Szenariorahmen

Installierte Leistung Offshore-Wind [GW]	A 2030	B 2030 und C 2030	B 2035
Nordsee	17,8	14,8	21,0
Ostsee	2,2	2,2	2,2
Summe	20,0	17,0	23,2

Quelle: Bundesnetzagentur: Genehmigung des Szenariorahmens 2019 – 2030

Die ÜNB weisen in Bezug auf die Realisierbarkeit des angegebenen Ausbaubedarfs darauf hin, dass die Maßnahmen ermittelt wurden, um die Ausbauziele des genehmigten Szenariorahmens zu erreichen. Inwieweit die ÜNB eine Realisierung der Netzanbindungssysteme bis zum Betrachtungsjahr des jeweiligen Szenarios für realistisch halten, kann den Steckbriefen der Maßnahmen entnommen werden. Maßgeblich sind die Maßnahmen für die Szenarien mit Betrachtungsjahr 2030 hiervon betroffen. Bereits für die Szenarien B 2030 und C 2030 ist die rechtzeitige Inbetriebnahme des benötigten Netzanbindungssystems NOR-9-2 unter den heutigen Rahmenbedingungen fraglich.

Im Szenario A 2030 sind über B 2030/C 2030 hinaus weitere Netzanbindungssysteme erforderlich. Die ÜNB sehen derzeit ein hohes Risiko, dass die notwendige Anzahl der Netzanbindungssysteme nicht rechtzeitig zur Verfügung steht. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die zu realisierenden langen landseitigen Kabeltrassen der Netzanbindungssysteme und den damit verbundenen langen Planungs-, Genehmigungs- sowie Errichtungszeiten.

Zur Erreichung der Ausbauziele des bestätigten Szenariorahmens können weitere Potenziale in Gebieten der Ostsee berücksichtigt werden. Sowohl in den Gebieten des Küstenmeers (O-6 und O-7) als auch in Gebieten der AWZ (O-1, O-2 und O-4) der Ostsee sind weitere Potenziale gegeben, die relativ zeitnah erschlossen werden können.

Insgesamt ergeben sich je nach Szenario die folgenden Übertragungsleistungen des Zubau-Offshorenetzes:

Tabelle 11: Überblick über die Übertragungsleistungen des Zubau-Offshorenetzes

Übertragungsleistung [GW]	A 2030	B 2030 und C 2030	B 2035
Nordsee	9,2	5,8	11,5
Ostsee		0,6	
Summe	9,8	6,4	12,1

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Längen des Zubau-Offshorenetzes in Abhängigkeit der jeweiligen Technologie und der jeweiligen Szenarien. Die erforderlichen Netzanbindungssysteme und damit die Gesamtlänge des Zubau-Offshorenetzes sind in der Ostsee in allen Szenarien gleich.

Tabelle 12: Überblick über die Längen des Zubau-Offshorenetzes

	Längen des Zubaunetzes [km*]	A 2030	B 2030 und C 2030	B 2035
Nordsee	HGÜ-Verbindung	2.600	1.605	3.120
	155-kV-AC-Anschluss	*151*	*151*	*151*
Ostsee	AC-Verbindungen	120		
	AC-Anschlüsse	30		
Summe	technologieunabhängig	*2.901*	*1.906*	*3.421*

* Das Vorgehen zur Ermittlung der Trassenlänge wird erläutert unter: www.netzentwicklungsplan.de/ZUv.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Netzausbaubedarf im Szenario B 2025

Das Szenario B 2025 stellt ein Zwischenszenario dar und gibt daher Einblick in die Entwicklung des Offshore-Zubaus im Jahr 2025 auf dem Weg zu den Offshore-Zielzahlen der Szenarien. Die Leistung der Windenergie *Offshore* im Jahr 2025 ergibt sich aus der installierten Leistung aller bestehenden und voraussichtlich bis einschließlich des Jahres 2025 realisierten Windparkprojekte und der dazugehörigen Netzanbindungssysteme. Die bestehende und voraussichtlich installierte Leistung dieser Windparkprojekte beträgt ca. 10,8 GW in 2025. Davon entfallen ca. 9 GW auf die Nordsee und ca. 1,8 GW auf die Ostsee. Im Szenario B 2025 sind daher keine über die bereits im O-NEP 2030 (2017) genehmigten Netzanbindungssysteme hinausgehenden Projekte enthalten.

Überblick über das Zubau-Offshorenetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035

Im Rahmen der Planungs-, Zulassungs- und Errichtungszeiten wird die Phase der Errichtungszeit zeitlich beschrieben mit dem „Beginn der Umsetzung" und der „geplanten Fertigstellung". Die Angaben zum „Beginn der Umsetzung" gemäß § 17b Abs. 2 S. 1 EnWG beziehen sich im Folgenden auf das Jahr der Beauftragung des Offshore-Netzanbindungssystems durch den jeweils zuständigen ÜNB. Der geplante Zeitpunkt der Fertigstellung gemäß § 17b Abs. 2 S. 1 EnWG (geplante Fertigstellung) hängt auch unmittelbar von der Beauftragung ab und bezieht sich auf die Fertigstellung des Offshore-Netzanbindungssystems. *Die Phasen der Planungs- und Zulassungszeiten sind, wie bereits beschrieben, entsprechend hierin nicht inkludiert.*

Die Tabellen 13 und 14 sowie die Abbildungen 28 bis 31 zeigen die Netzanbindungssysteme auf, die in den einzelnen Szenarien erforderlich sind. Netzanbindungssysteme für den Abtransport von Offshore-Leistung, die über die im FEP-Entwurf beschriebenen 15 GW hinausgehen, sind in der Tabelle 13 gekennzeichnet und auch in den Abbildungen 28 bis 30 kenntlich gemacht.

*Tabelle 13: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes in der Nordsee**

Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt	Trassenlänge in km	Übertragungskapazität	Szenario (Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung)**		
						A 2030	B 2030 und C 2030	B 2035
NOR-3-2	M14	HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (DolWin4)	Hanekenfähr	ca. 220	900	2023 / 2028	2023 / 2028	2023 / 2028
NOR-6-3	M29	HGÜ-Verbindung NOR-6-3 (BorWin4)	Hanekenfähr	ca. 300	979	2024 / 2029	2024 / 2029	2024 / 2029
NOR-7-2	M32	HGÜ-Verbindung NOR-7-2 (BorWin6)	Büttel	ca. 230	900	2022 / 2027	2022 / 2027	2022 / 2027
NOR-9-1	M234	HGÜ-Verbindung NOR-9-1 (BalWin1)	Unterweser	ca. 265	1.000	2023 / 2028	2024 / 2029	2024 / 2029
NOR-9-2	M236	HGÜ-Verbindung NOR-9-2 (BalWin2)	*Suchraum Gemeinden Ibbenbüren / Mettingen /* Westerkappeln	ca. 360	1.000	*nach 2025 / nach 2030 ***	*nach 2025 / nach 2030 ***	*nach 2025 / nach 2030 ***
NOR-10-1	M231	HGÜ-Verbindung NOR-10-1 (BalWin4)	*Suchraum Gemeinden Ibbenbüren / Mettingen /* Westerkappeln	ca. 370	1.000	*nach 2025 / nach 2030 ***		*nach 2025 / nach 2030 ***
NOR-10-2	M232	HGÜ-Verbindung NOR-10-2 (BalWin3)	Heide / West	ca. 230	1.000	2024 / 2029	2025 / 2030	2025 / 2030
NOR-11-1	M39	HGÜ-Verbindung NOR-11-1 (LanWin3)	Wilhelmshaven 2	ca. 245	1.100			2029 / 2034
NOR-11-2	M242	HGÜ-Verbindung NOR-11-2 (LanWin4)	Unterweser	ca. 275	1.200			2030 / 2035
NOR-12-1	M243	HGÜ-Verbindung NOR-12-1 (LanWin1)	Wilhelmshaven 2	ca. 245	1.200	2025 / 2030		2027 / 2032
NOR-12-2	M233	HGÜ-Verbindung NOR-12-2 (LanWin2)	Wehrendorf	ca. 380	1.200	*nach 2025 / nach 2030 ***		*nach 2025 / nach 2030 ***

* Projekte über 15 GW sind hellblau hinterlegt.
** Die Definition von „Beginn der Umsetzung" und „geplante Fertigstellung" erfolgt in Kapitel 6.5.
*** *Erläuterungen zu den möglichen Fertigstellungszeiten befinden sich in den jeweiligen Projektsteckbriefen.*

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

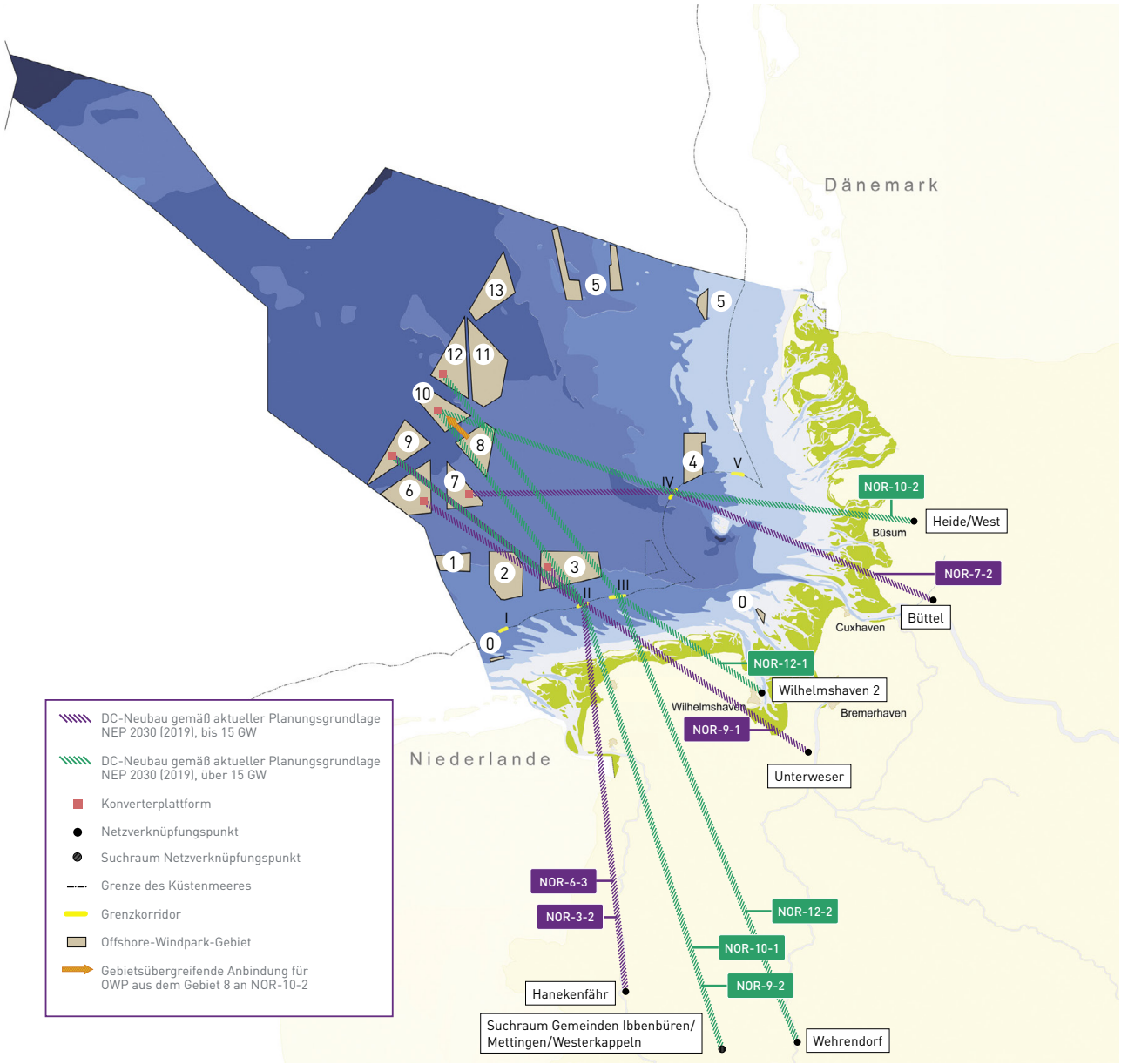
Tabelle 14: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes in der Ostsee

Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt	Trassenlänge in km	Übertragungskapazität	Szenario (Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung)*		
						A 2030	B 2030 und C 2030	B 2035
OST-1-4	M73	AC-Verbindung OST-1-4	Suchraum Gemeinden Lubmin / *Brünzow* / Wusterhusen / Kemnitz	ca. 80	300	*2023* / 2026	*2023* / 2026	*2023* / 2026
OST-7-1	M85	AC-Verbindung OST-7-1 (nördlich Warnemünde)	Suchraum Gemeinde Papendorf	ca. 40	300	*2026* / 2029	*2026* / 2029	*2026* / 2029

*Die Definition von „Beginn der Umsetzung" und „geplante Fertigstellung" erfolgt in Kapitel 6.5.

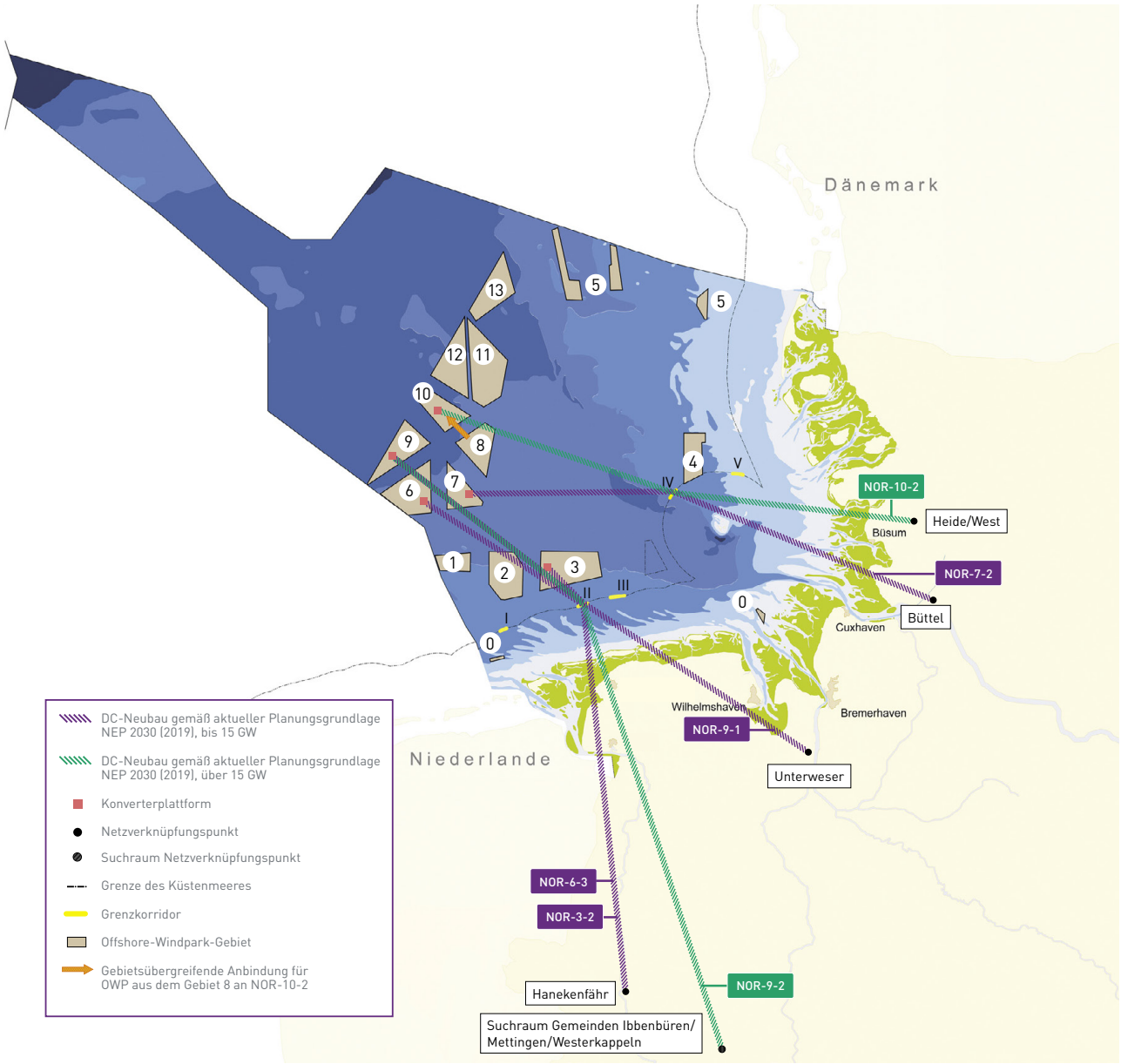
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 28: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in A 2030



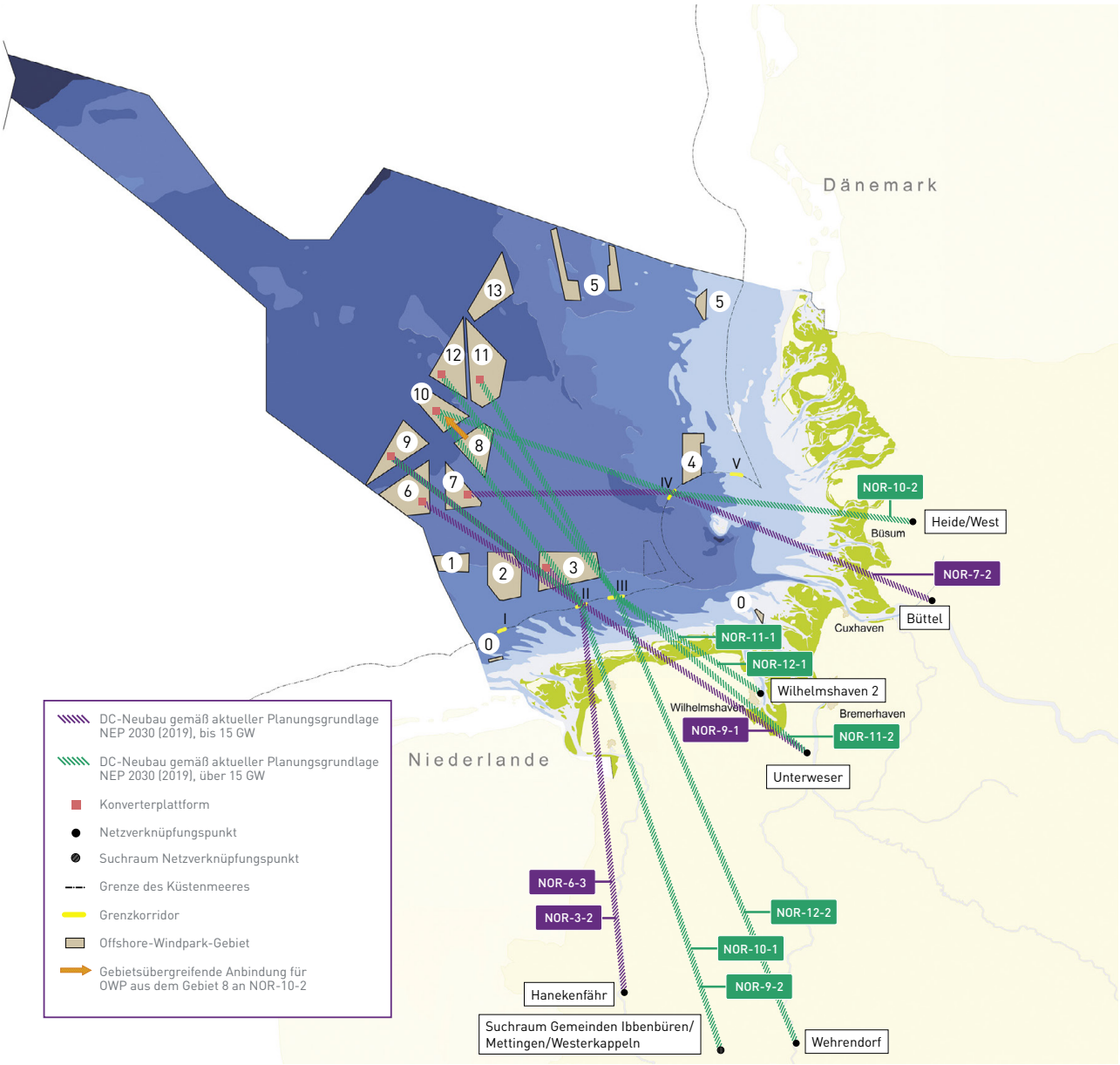
Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 29: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in B 2030 und C 2030



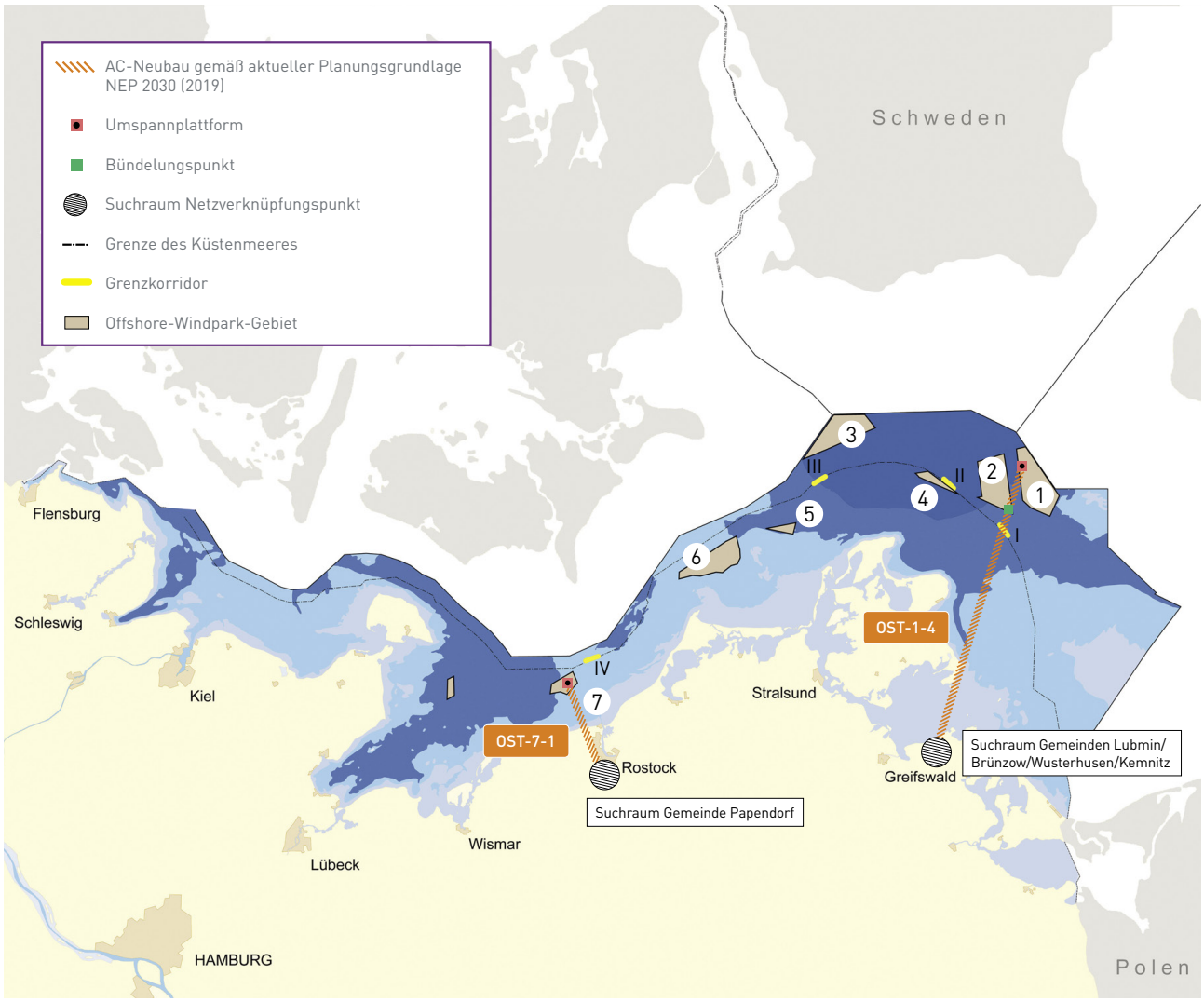
Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 30: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in B 2035



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 31: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Ostsee in A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

Exkurs: Sensitivität Berücksichtigung Küstenmeer Ostsee

Hintergrund

Der Gesetzgeber sieht bei der Wahl der anzubindenden Flächen eine *„unter Berücksichtigung der insgesamt vorhandenen Potenziale* ausgewogene Verteilung des Ausschreibungsvolumens auf Flächen in der Nordsee und in der Ostsee" (§ 5 Abs. 4 S. 2 Nr. 7 WindSeeG) vor.

In der Genehmigung des Szenariorahmens für den NEP 2030 (2019)[11] beruhen die Annahmen zur Verteilung der Mantelzahlen für Deutschland auf die Nord- und Ostsee darauf, dass im Vorentwurf des FEP vom 25.5.2018 für die Ostsee ein AC-Netzanbindungssystem mit einer zu installierenden Leistung von 300 MW für das Zielmodell bis einschließlich 2030 vorgesehen war. Diese Begrenzung wird in der Genehmigung des Szenariorahmens auch für 2035 angenommen. Sie findet sich zudem im für den ersten Entwurf des NEP 2030 (2019) maßgeblichen aktuellen Entwurf des FEP vom 26.10.2018, der lediglich weitere 160 MW für die Fläche O-7.1 vorsieht.

Die hierdurch eintretende unausgewogene Verteilung des Ausschreibungsvolumens zwischen Ostsee und Nordsee resultiert im Wesentlichen daraus, dass das Küstenmeer der Ostsee im Entwurf des FEP überwiegend keine Berücksichtigung findet. Erhebliche Potenziale in der Ostsee bleiben so ungenutzt und gehen damit auch nicht in die Dimensionierung des landseitigen Netzausbaus ein. Ein „Fadenriss" in der Ostsee – bei dem über mehrere Jahre kein Ausbau erfolgt bzw. der Ausbau nach der Anbindung einer einzigen Fläche im Zielmodell auf unabsehbare Zeit sogar vollständig abbricht – ist zu vermeiden. Durch zusätzliche Ausschreibungen von Flächen in der Ostsee könnte der weitere Ausbau der Offshore-Windenergie bis 2030 stetig sowie gleichmäßig und damit auch unter Berücksichtigung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten erfolgen.

Ergänzend zur Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs entsprechend des Entwurfs des FEP und des Szenariorahmens wurden nun diese fehlenden Potenziale zusammengestellt und eine Variante unter Berücksichtigung der Gebiete im Ostsee-Küstenmeer entwickelt und geprüft.

Einbeziehung Küstenmeer Ostsee

Es gibt bereits jetzt absehbar zu erschließende Potenziale in den Gebieten O-6 und O-7 im Küstenmeer der Ostsee, die im Near-Shore-Bereich relativ zeitnah angeschlossen werden können. Zudem können sich in der weiteren Erstellung und Aktualisierung des FEP in den folgenden Jahren noch zusätzliche Potenziale in den Gebieten O-1, O-2 und O-4 ergeben, die auch schon bereits in den Szenarien früherer NEP bestätigt wurden.

Ergänzend zum Szenario B 2030 wurde untersucht, wie sich eine Erhöhung der Erzeugungsleistung in der Ostsee um ca. 1 GW[12] gegenüber dem genehmigten Szenariorahmen auswirken würde. Damit würden im Küstenmeer die Potenziale um den bestehenden Offshore-Windpark Baltic 1 (Gebiet O-6) sowie im Bereich vor Warnemünde (Gebiet O-7) berücksichtigt. Aufgrund der kurzen Entfernung zur Küste könnten die Flächen mit entsprechendem Offshore-Potenzial zeitnah und *effizient* erschlossen werden.

Auch für die langfristige Onshore-Netzauslegung ist es sinnvoll, leicht erschließbare und realistische Potenziale in die Analysen aufzunehmen.

11 Genehmigungsdokument Szenariorahmen (Az. 8573-1-2/18-06-15/Szenariorahmen 2019-2030), S. 164.

12 Berücksichtigung einer Erzeugungsleistung im Gebiet O-6 in Höhe von 900 MW und zusätzlichen 110 MW im Gebiet O-7.

Auswirkungen

Das AC-Netzanbindungssystem OST-7-1 ist gemäß Kapitel 3.2.3 im Zubau-Offshorenetz mit einer Übertragungsleistung von 300 MW und einer geplanten Fertigstellung im Jahr 2029 vorgesehen. Eine Erhöhung der Erzeugungsleistung auf 250 MW im Gebiet O-7 [13] ist somit ohne Einfluss auf die Übertragungsleistung von OST-7-1 sowie auf die zeitliche Reihung des Offshore-Netzanbindungssystems leistbar.

Das Netzanbindungssystem OST-6-1 ist gemäß Kapitel 3.2.3 nicht Bestandteil des Zubau-Offshorenetzes. Hintergrund dafür ist das im Entwurf des FEP enthaltene ergänzende Kriterium „Tatsächliche Verfügbarkeit der Fläche", sodass das Gebiet O-6 aufgrund einer bestehenden oder beantragten Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz im Entwurf des FEP und im genehmigten Szenariorahmen des NEP keine Berücksichtigung findet. Das Offshore-Netzanbindungssystem OST-6-1 dient der Erschließung des Gebiets O-6 im Küstenmeer der deutschen Ostsee. Es war bereits Bestandteil des O-NEP 2030 (2017) und wurde durch die BNetzA am 22.12.2017 unter Vorbehalt [14] technologieneutral bestätigt.

Die zu erschließende Erzeugungsleistung von 900 MW durch das Offshore-Netzanbindungssystem OST-6-1 am NVP Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf sowie eine Erzeugungsleistung von 250 MW *(aus dem Gebiet O-7 mit den Flächen O-7.1 und O-7.2)* auf dem Offshore-Netzanbindungssystem OST-7-1 am NVP Suchraum Gemeinde Papendorf kann landseitig abgeführt werden, wenn das bereits im NEP 2030 (2017) bestätigte Projekt P215: Netzverstärkung Güstrow – Bentwisch – Sanitz/Dettmannsdorf realisiert wird. *Durch die Realisierung des Projekts P215 kommt es zu einer signifikanten Erhöhung der Übertragungskapazität. Dadurch sind die Aufnahme und der Transport von Einspeisungen aus Offshore-Windenergie in Höhe von ca. 1 GW aus den o. g. Gebieten ohne weitere landseitige Netzverstärkungen möglich.* Zusätzliche Informationen zum Projekt P215 können dem entsprechenden Steckbrief entnommen werden.

Im Sinne einer volkswirtschaftlich sinnvollen Gesamtlösung sowie der ausgewogenen Verteilung des Ausschreibungsvolumens auf Flächen in der Nord- und Ostsee sollte nicht das Netzanbindungssystem OST-1-4 mit lediglich 300 MW im Jahr 2026 realisiert werden, sondern das Netzanbindungssystem OST-6-1 auf das Jahr 2026 vorgezogen werden:

Das Netzanbindungssystem OST-6-1 kann im Jahr 2026 mit 900 MW errichtet werden (statt, wie bisher im O-NEP 2030 (2017) geplant, im Jahre 2029 mit 750 MW (3 x 250 MW)).

Dieses Vorgehen bietet folgende Vorteile gegenüber einer Realisierung des Netzanbindungssystems OST-1-4 mit 300 MW im Jahr 2026:

- Erstens kann 2026 eine Übertragungsleistung von 900 MW auf OST-6-1 verfügbar gemacht werden (statt nur 300 MW auf OST-1-4),
- zweitens könnten 2029 unter Umständen die Gebiete O-1, O-2 und O-4 über ein DC-Netzanbindungssystem OST-1-4 erschlossen werden, dadurch wird die künftige Entwicklung in den Gebieten O-1, O-2 und O-4 der Ostsee nicht abgeschnitten.

Die Steigerung der Einspeisung aus Offshore-Windenergie um ca. 1 GW aus *gut* erschließbaren *küstennahen* Flächen im Küstenmeer der Ostsee kann also ohne weitere neue Netzprojekte durch die bereits geplante Netzinfrastruktur an Land aufgenommen werden.

13 Die derzeit geplante gesamte Erzeugungsleistung des Gebietes O-7 beträgt ca. 250 MW. Neben der im FEP und NEP behandelten Fläche O-7.1 ist perspektivisch auf der Fläche O-7.2 die Errichtung eines Offshore-Testfeldes mit entsprechender Erzeugungsleistung vorgesehen.

14 Der Vorbehalt bezieht sich auf die erforderliche Bestätigung im NEP 2030 (2019) auf Grundlage der FEP-Festlegungen.

3.2.4 Investitionsvolumen des Offshore-Netzausbaubedarfs

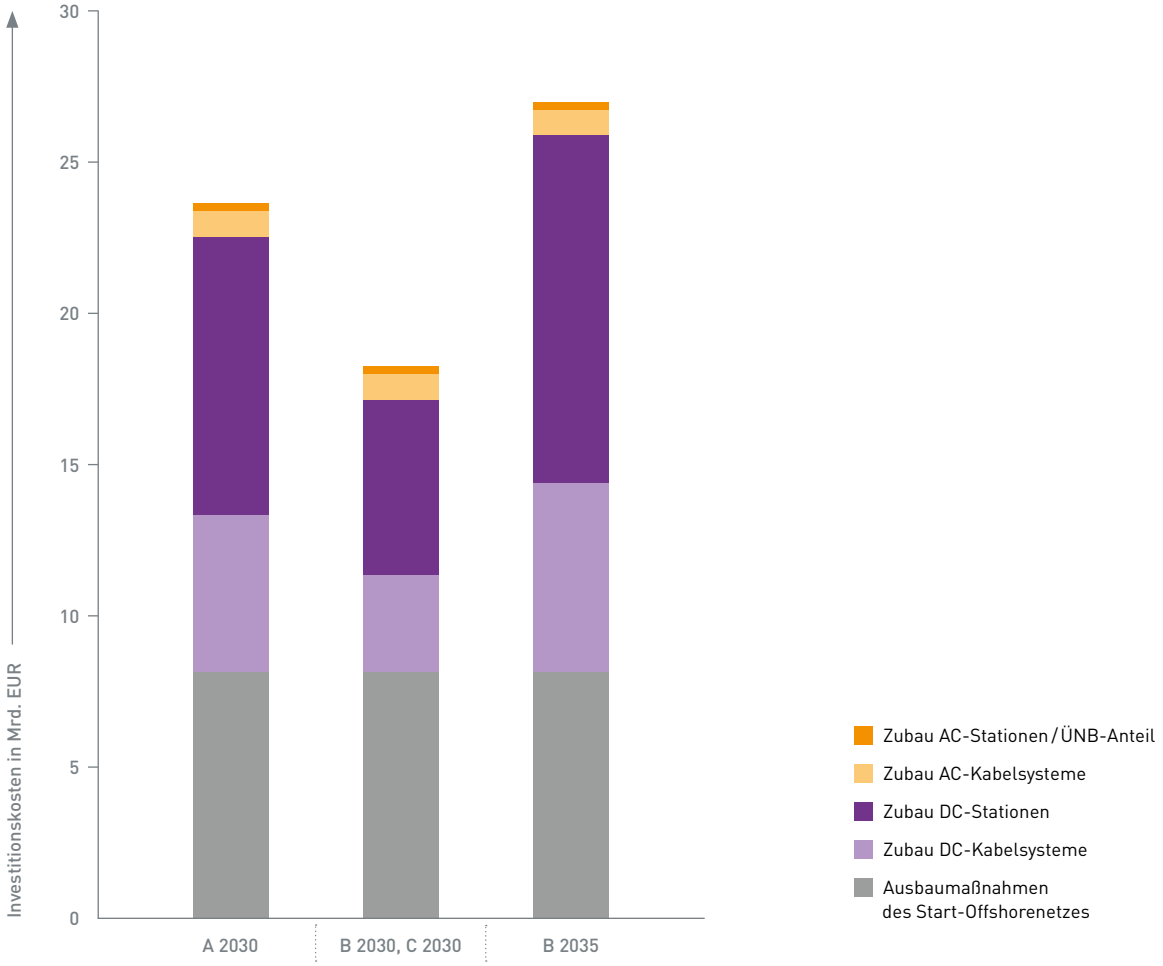
Bei allen im Folgenden dokumentierten Investitionsplanungen handelt es sich für das Zubau-Offshorenetz um Hochrechnungen auf Basis gegenwärtiger Personal-, Material- und Logistikkosten. Die in Tabelle 15 und 16 ausgewiesenen Schätzungen für Anschaffungs- und Herstellungskosten für einzelne Komponenten sind Durchschnittswerte für unterschiedliche Projekte und sollen Anwendung finden für einen Zeitraum von fast 20 Jahren. Im Einzelfall kann es zu erheblichen Abweichungen kommen.

Die geschätzten Ausgaben für Investitionsmaßnahmen werden stark durch die in Abbildung 33 dargestellten Risiken beeinflusst. Derzeit liegen keine hinreichend belastbaren Erkenntnisse vor, die eine dauerhafte Reduzierung der angegebenen Kosten rechtfertigen.

Für die Szenarien B 2030 und C 2030 mit jeweils einem Ausbaupfad von 17 GW beträgt das geschätzte Investitionsvolumen für das deutsche Offshorenetz bis 2030 rund 18 Mrd. €. Das Szenario A 2030 erfordert aufgrund des Ausbaupfades von 20 GW höhere Investitionen von etwa 24 Mrd. €. Die installierten Leistungen und somit die Kosten in den Szenarien für 2030 gehen dabei über den gesetzlichen Ausbaupfad und den Entwurf des FEP hinaus. Für das Szenario B 2035 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen rund 27 Mrd. €. Die Investitionen in die Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes (rund 8 Mrd. €) sind hierin jeweils berücksichtigt.

An einzelnen Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsverbindungen (HGÜ-Verbindungen) des Start-Offshorenetzes wurde die verfügbare Übertragungsleistung noch nicht vollständig an OWP zugewiesen. Durch zukünftige Zuweisungen auf diesen HGÜ-Verbindungen werden zusätzliche AC-Anschlüsse erforderlich. Diese sind zum jetzigen Zeitpunkt Bestandteil des Zubau-Offshorenetzes und werden dort entsprechend kalkulatorisch berücksichtigt. Ein AC-Netzanbindungssystem beinhaltet mindestens einen AC-Anschluss. Um die Kosten des Offshore-Netzausbaus möglichst transparent darstellen zu können, werden diese technisch notwendigen AC-Anschlüsse bereits mit der jeweils zugehörigen Verbindung im Start- oder Zubau-Offshorenetz kalkuliert. Bei HGÜ-Verbindungen mit 66-kV-Direktanbindungssystem sind keine weiteren Kosten für AC-Kabel enthalten, da der Anschluss der OWP an die Konverterplattform des ÜNB mittels 66-kV-AC-Kabel in den Verantwortungsbereich des jeweiligen OWP-Betreibers fällt.

Abbildung 32: Schätzung des Investitionsvolumens in Abhängigkeit der Szenarien des NEP 2030 (2019)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 15: Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten für das Zubau-Offshorenetz Nordsee

Anlage / Anlagenteil	AHK*	Einheit	Bemerkung
DC-Kabelsysteme**	2,0	Mio. € / km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
AC-Kabelsysteme 155 kV	1,5	Mio. € / km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung und Verlegung
DC-Stationen	1,0	Mio. € / MW	pauschal für See- und Landstation gemeinsam, inkl. Kosten für die Nebenanlagen

* Anschaffungs- und Herstellungskosten
** 2,0 Mio. €/km bezieht sich auf Kosten des DC-Kabels für beide Pole.
Hinweis: Alle Offshore-Netzausbaumaßnahmen wurden in Kabeltechnik kalkuliert.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 16: Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten für das Zubau-Offshorenetz Ostsee

Anlage / Anlagenteil	AHK*	Einheit	Bemerkung
AC-Kabelsysteme 220 kV	4,35	Mio. € / km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
AC-Stationen / Übertragungs-netzbetreiber-Anteil	0,4	Mio. € / MW	pauschal für See- und Landstation gemeinsam, inkl. Kosten für die Nebenanlagen

* Anschaffungs- und Herstellungskosten
Hinweis: Alle Offshore-Netzausbaumaßnahmen wurden in Kabeltechnik kalkuliert.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Eine stabile und verlässliche Planung der Netzanbindungssysteme bleibt eine wichtige Voraussetzung für die Hebung von Kostensenkungspotenzialen. Zudem sind die derzeit von den ÜNB angenommenen Kosten durch rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen beeinflusst. Durch Änderungen der Vorgaben, wie z. B. einer Flexibilisierung der Verlegetiefe der Kabel abhängig von den Bodenbeschaffenheiten und des Verlegebereiches, oder die Modifizierung der Schnittstellen (technisch, räumlich, Verantwortungsbereich) zwischen OWP und ÜNB können die Kosten beeinflusst werden.

Die Errichtung von Offshore-Netzanbindungssystemen stellt an alle Beteiligten hohe Anforderungen. Daher können sich erhebliche Risiken in Bezug auf die Einhaltung der abgeschätzten Anschaffungs- und Herstellungskosten ergeben. Unter anderem sind folgende Risiken (siehe Abbildung 33) zu berücksichtigen, die sich aufgrund der örtlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen unterschiedlich stark in den Projekten ausprägen.

Abbildung 33: Mögliche Risiken bei der Errichtung von Offshore-Netzanbindungen

Schlechtwetter	• Transport und Installation der Plattform • Verkürzungen von Arbeitszeiten • Standby-Zeiten • Bauzeitenfenster • Wellen, Wind, Eis, Salz etc.
Trassenverlauf	• unvorhergesehene Bodenverhältnisse (Verdichtung) • Einspülhindernisse (Morphologie) • Altlasten/archäologische Funde (Munition, Wracks) • schwierige Bodenverhältnisse (Weichsedimente/Schlick, Mergel) • Rockdumping • Steinfeldberäumung • zusätzliches Trenchen
rechtliche Risiken/Genehmigungen	• Einsprüche aus privatrechtlichen und öffentlichen Belangen • enge Bauzeitfenster im Wattenmeer • Anzahl umsetzbarer Bohrungen z. B. auf Norderney • Auflagen für zu verwendende technische Geräte • Genehmigungszeiträume/-umfang
Marktrisiken	• Rohstoffe (Metallpreisschwankungen; Preisschwankungen von Treib- und Schmierstoffen) • Preisentwicklung (Wechselkursschwankungen) • Anbietermarkt (geringe Anzahl von Lieferanten; Entwicklung von Lieferanten aufgrund Technologie schwierig)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Weiterführende Dokumente und Links

- Stellungnahme der ÜNB zum Entwurf des FEP vom 19.12.2018: www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/meeresfachplanung_node.html
- BSH: „Entwurf Flächenentwicklungsplan 2019 für die deutsche Nord- und Ostsee“: www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/_Anlagen/Downloads/Aktuelles_FEP_Entwurf_FEP2.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- BNetzA: Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2030 (2019): www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2030_2019/szenariorahmen2019-2030/de.html
- Vorgehen zur Ermittlung der Trassenlänge (offshore): www.netzentwicklungsplan.de/ZUv
- Zweite Entwürfe NEP und O-NEP 2030 (2017) und Bestätigung: www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplaene-2030-2017
- BSH: „Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nord- und Ostsee 2016/2017 und Umweltbericht“: www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Bundesfachplaene_Offshore/bundesfachplaene-offshore_node.html
- Information zum TYNDP 2018 von ENTSO-E: tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/