

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen
- 3 Offshore-
Netzausbaubedarf
- 4 Marktsimulation
- 5 Netzanalysen
- 6 Übersicht Maßnahmen
- 7 Konsultation
- 8 Zusammenfassung



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Zusammenfassung

- Der Netzentwicklungsplan und Flächenentwicklungsplan bilden zusammen mit den raumordnerischen Planungen der Küstenländer ein zusammenhängendes und aufeinander abgestimmtes Planwerk.

Dabei unterscheiden sich Netzentwicklungsplan und Flächenentwicklungsplan ...

- ... zeitlich: Der Netzentwicklungsplan 2035 (2021) und der Flächenentwicklungsplan 2020 überschneiden sich bei der Erarbeitung, da der Flächenentwicklungsplan 2020 erst am 18.12.2020 vorlag – und damit kurz vor der Fertigstellung des ersten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2035 (2021). Nach Aussage des BSH soll in 2021 mit einer erneuten Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans begonnen werden, um insbesondere die erforderlichen Offshore-Flächen zur Umsetzung des Offshore-Ausbauziels in Höhe von 40 GW bis zum Jahr 2040 gemäß § 1 Abs. 2 S. 1 WindSeeG (2020) festzulegen. Daher kann in den Netzentwicklungsplan lediglich der aktuelle Verfahrensstand des Flächenentwicklungsplans einfließen.¹⁴
- ... inhaltlich: Im Netzentwicklungsplan werden insbesondere die Netzverknüpfungspunkte für die Offshore-Netzanbindungen identifiziert und auf diese Weise die Zuständigkeit der Übertragungsnetzbetreiber für die Umsetzung der Offshore-Netzanbindungen aufgeteilt. Demgegenüber enthält der Flächenentwicklungsplan u. a. Festlegungen über die Kalenderjahre einschließlich des Quartals im jeweiligen Kalenderjahr, 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 2035 (2021) und der Flächenentwicklungsplan 2020 unterschiedliche Ausbauziele zugrunde. Der Flächenentwicklungsplan 2020 bezieht sich auf das im Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See festgeschriebene Ziel, die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf insgesamt 20 GW bis zum Jahr 2030 zu steigern. Der Netzentwicklungsplan wird auf Basis des von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmens 2035 (2021) erstellt. Dieser sieht einen Ausbau der Windenergie auf See in Höhe von 28 GW bis 34 GW bis 2035 und 40 GW bis 2040 vor. Der Netzentwicklungsplan berücksichtigt daher bereits das von der Bundesregierung neu beschlossene Offshore-Ausbauziel in Höhe von 40 GW im Jahr 2040. Die Ausbaupfade des Netzentwicklungsplans wurden im Anhang des Flächenentwicklungsplans 2020 informatorisch dargestellt.
- Für das Zubau-Offshorenetz ergibt sich daraus eine Länge von etwa 3.210 km im Szenario A 2035 bei einer Übertragungsleistung von rund 17,4 GW, von etwa 3.510 km im Szenario B 2035 bei einer Übertragungsleistung von rund 19,4 GW, von etwa 3.860 km im Szenario C 2035 bei einer Übertragungsleistung von rund 21,4 (23,4) GW und von 5.850 km für den Ausblick im Szenario B 2040 bei einer Übertragungsleistung von rund 29,4 GW. Die entsprechenden Netzverknüpfungspunkte an Land wurden ermittelt.
- Die Investitionskosten für die Offshore-Netzanbindungssysteme im Zubau-Offshorenetz werden auf Basis von spezifischen Kostensätzen ermittelt und haben einen vorläufigen Charakter. Für das Szenario A 2035 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen für das deutsche Offshorenetz bis 2035 rund 33 Mrd. €. Das Szenario B 2035 erfordert aufgrund des Ausbaupfades von 30 GW Investitionen von etwa 35,5 Mrd. €. Das Szenario C 2035 erfordert aufgrund des ambitionierten nationalen Ausbaupfades von 32 GW Investitionen von etwa 38,5 Mrd. €. Die installierten Leistungen und somit die Kosten in den Szenarien für 2035 gehen über den im Flächenentwicklungsplan abgebildeten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie hinaus, stellen gleichzeitig aber einen möglichen Weg zur Erreichung des gesetzlichen Ausbaupfades von 40 GW in 2040 dar. Für das Langfrist-Szenario B 2040 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen rund 55 Mrd. €. Die Investitionen in die Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes (rund 5 Mrd. €) sind hierin jeweils berücksichtigt.

¹⁴ Siehe dazu die Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber zum Entwurf des Flächenentwicklungsplans vom 04.11.2020: www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Fortschreibung/fortschreibung-flaechenentwicklungsplan_node.html

- 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.
- Im Szenario C 2035 sind über die Szenarien A 2035 und B 2035 hinaus weitere Netzanbindungssysteme erforderlich. Die Realisierung einer hohen Anzahl an Netzanbindungssystemen in einem kurzen Zeitraum bedeutet eine große Herausforderung hinsichtlich Herstellermarkt, Logistik und Genehmigungsverfahren. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die zu realisierenden langen see- und teilweise langen landseitigen Kabeltrassen und den damit verbundenen Planungs-, Genehmigungs- sowie Errichtungszeiten.

3.1 Einführung: Prozess und Methodik

3.1.1 Gesetzliche Grundlagen

Die Integration der Darstellung der Offshore-Maßnahmen im Netzentwicklungsplan (NEP) ist in § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 7 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) geregelt.

Danach enthält der NEP 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 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 Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) zugrunde gelegt werden. Die jüngste Novellierung des WindSeeG ist am 10.12.2020 in Kraft getreten.¹⁵

3.1.2 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 (sogenanntes 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 ab 2026 soll der FEP vor allem Folgendes festlegen:

- Gebiete in der AWZ oder im Küstenmeer, sofern das zuständige Land die Gebiete im Küstenmeer als möglichen Gegenstand des FEP ausgewiesen hat, für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See sowie vorzuuntersuchende Flächen in diesen Gebieten,
- die zeitliche Reihenfolge und den Zeitpunkt der Ausschreibung für die Flächen,
- die Kalenderjahre einschließlich der Quartale im jeweiligen Kalenderjahr, in denen die in der Ausschreibung bezuschlagten Windenergieanlagen auf See und die entsprechende Offshore-Anbindungsleitung in Betrieb genommen werden sollen,

¹⁵ Gesetz zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften vom 03.12.2020, BGBl. I vom 09.12.2020 S. 2682.

3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

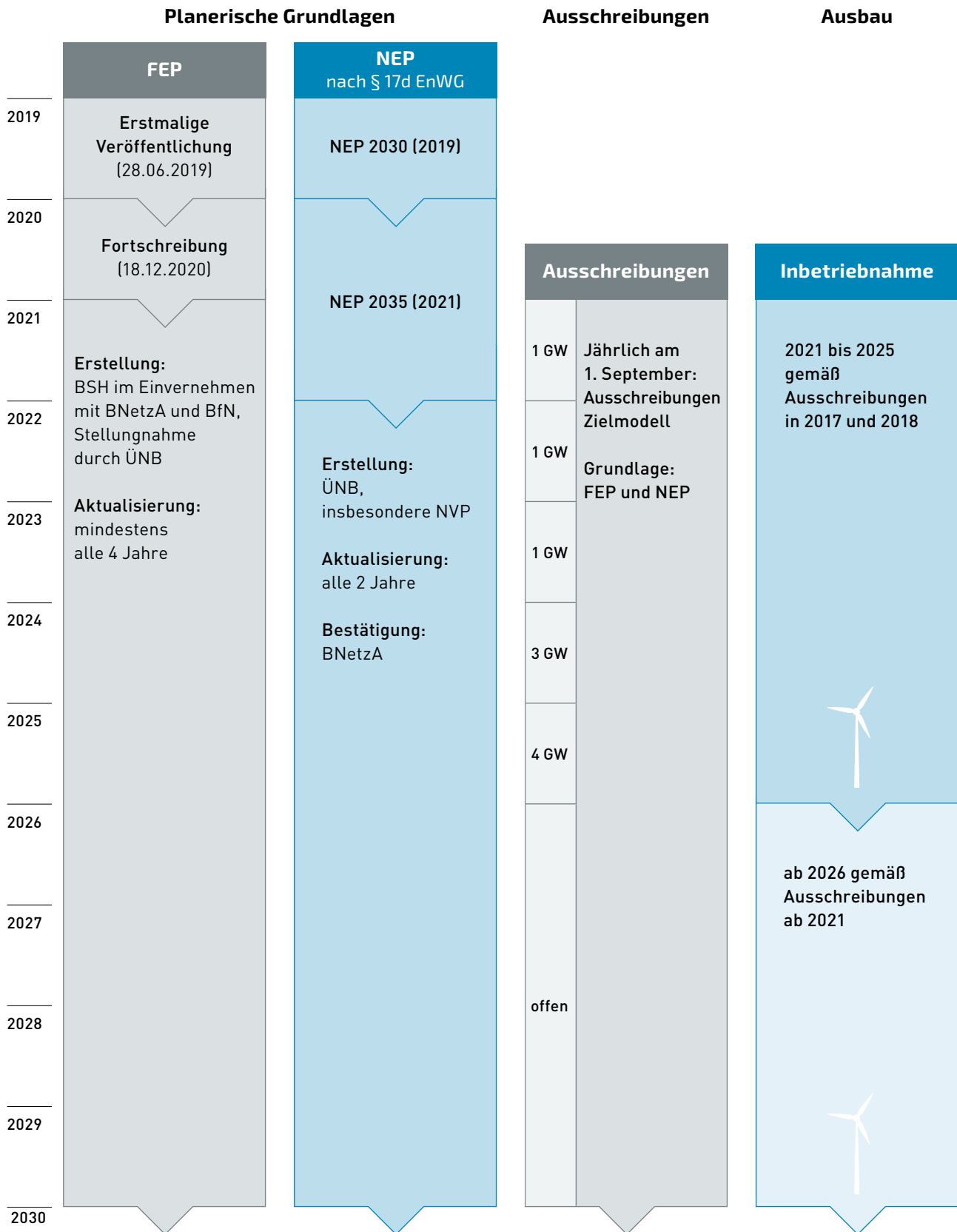
- die in den festgelegten Gebieten und Flächen jeweils voraussichtlich zu installierende Leistung der Windenergieanlagen auf See,
- Standorte von Konverterplattformen, Sammelplattformen und, soweit erforderlich, Umspannanlagen,
- Orte (Grenzkorridore), an denen die Offshore-Anbindungsleitungen die Grenze zwischen der AWZ und dem Küstenmeer überschreiten,
- Trassen oder Trassenkorridore für Offshore-Anbindungsleitungen und grenzüberschreitende Stromleitungen und
- standardisierte Technikgrundsätze und Planungsgrundsätze.

Sonderregelungen bestehen für die sogenannten sonstigen Energiegewinnungsbereiche und Pilotwindenergieanlagen auf See. Bei Pilotwindenergieanlagen auf See 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 wurde nach § 6 Abs. 8 S. 2 WindSeeG am 28.06.2019 bekannt gemacht. Eine Fortschreibung des FEP erfolgt auf Vorschlag des BSH oder der BNetzA, jedoch mindestens alle vier Jahre. Eine Fortschreibung des FEP unter anderem zur Umsetzung des Offshore-Ausbauziels von 20 GW bis 2030 erfolgte bereits im Jahr 2020. Der FEP 2020 wurde am 18.12.2020 vom BSH bekannt gemacht. Eine erneute Fortschreibung des FEP wird voraussichtlich im Jahr 2021 beginnen, um insbesondere weitere Offshore-Flächen zur Umsetzung des Offshore-Ausbauziels bis zu einer Höhe von 40 GW bis zum Jahr 2040 festzulegen. Der FEP ist die Basis für die Ausschreibungsverfahren im Zielmodell, die ab dem 01.09.2021 jährlich stattfinden werden.

In den Jahren 2021 bis 2023 werden gemäß § 5 Abs. 5 WindSeeG Flächen mit einer voraussichtlich zu installierenden Leistung von etwa 1 GW pro Jahr ausgeschrieben. Im Jahr 2024 beträgt das Ausschreibungsvolumen etwa 3 GW und im Jahr 2025 etwa 4 GW, wobei Abweichungen zulässig sind, solange das Ausbauziel von 20 GW für 2030 erreicht wird. Ab dem Jahr 2026 sollen Flächen ausgeschrieben werden, die einen stetigen Zubau an Offshore-Wind gewährleisten. Das jährliche Ausschreibungsvolumen ab 2026 wird in weiteren Fortschreibungen des FEP ermittelt,

Abbildung 15 erläutert das im WindSeeG und EnWG festgelegte System.

Abbildung 15: Ausbau des Offshore-Netzes auf Grundlage von NEP und FEP


3.1.3 Erstellung des Netzentwicklungsplans unter Berücksichtigung des Flächenentwicklungsplans

Der Ausbau der Offshore-Windenergie und dessen Integration in das landseitige Übertragungsnetz wird durch den NEP und FEP geregelt.

Dabei 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. Auf diese Weise wird die Zuständigkeit eines ÜNB für die Umsetzung einer Offshore-Netzanbindung bestimmt. Demgegenüber enthält der FEP gemäß § 5 Abs. 1 Nr. 4 WindSeeG u. a. Festlegungen über die Kalenderjahre einschließlich der Quartale in dem jeweiligen Kalenderjahr, 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. Im NEP sind nach § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 7 HS. 3 EnWG die im FEP getätigten zeitlichen Festlegungen 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 ehemaligen Offshore-Netzentwicklungsplan 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 einer Fläche, voraussichtlich zu installierende Leistung auf einer Fläche und die sich daraus ergebende Eignung der Fläche für eine kosteneffiziente Stromerzeugung und
- 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 Prozess zur Erstellung des NEP und FEP regelmäßig zu zeitlichen Überschneidungen. So lag der FEP 2020 erst am 18.12.2020 und damit kurz vor der Fertigstellung des ersten Entwurfs des NEP 2035 (2021) vor. Die ÜNB haben im vorliegenden ersten Entwurf des NEP den Verfahrensstand des FEP, soweit dies möglich war, berücksichtigt.¹⁶

Zu beachten ist hierbei zudem, dass der NEP und der FEP derzeit unterschiedliche Zeitpunkte und damit unterschiedliche Ausbauziele zugrunde legen. So wird im FEP 2020 das Ziel des WindSeeG dargestellt, die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See auf insgesamt 20 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 26.06.2020 genehmigte und für die Erstellung des NEP maßgebliche Szenariorahmen der BNetzA im Szenario A 2035 einen Ausbau der Windenergie auf See in Höhe von 28 GW, im Szenario B 2035 in Höhe von 30 GW und in C 2035 in Höhe von 32 GW vor. Unter Berücksichtigung des Anschlusses von 2 GW Offshore-Windparks aus einer ausländischen AWZ in Deutschland ergibt sich für das Szenario C 2035 ein Ausbau in Höhe von 34 GW. Weitere Ausführungen hierzu können dem Kapitel 3.2.3 entnommen werden.

Darüber hinaus wird im Szenario B 2040 von einem Ausbau in Höhe von 40 GW ausgegangen. Dies entspricht dem im WindSeeG für das Jahr 2040 definierten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie in Höhe von 40 GW.

Diese Vorgaben werden im FEP lediglich in Form einer informatorischen Darstellung eines erhöhten Ausbaupfades im Anhang berücksichtigt.

¹⁶ BSH: „Flächenentwicklungsplan 2020 für die deutsche Nord- und Ostsee“, veröffentlicht 18.12.2020: www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Fortschreibung/_Anlagen/Downloads/FEP_2020_Flaechenentwicklungsplan_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=6

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.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten sind dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenario-rahmen 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.

Anderweitige Technologiekonzepte werden als alternative Planungsmöglichkeiten hingegen nicht mehr betrachtet, da im FEP standardisierte Technikgrundsätze festgelegt werden und Abweichungen davon nur in begründeten Einzelfällen möglich sind.

3.2 Offshore-Netzausbaubedarf

Die gesetzlichen Grundlagen und das Verhältnis des im NEP beschriebenen Offshore-Netzausbaubedarfs zum FEP 2020 des BSH wurden im vorangegangenen Kapitel 3.1 beschrieben. Das Kapitel 3.2 Offshore-Netzausbaubedarf zeigt für die von der BNetzA im Szenario-rahmen 2035 (2021) genehmigten Szenarien die erforderlichen Offshore-Netzanbindungssysteme auf.

Offshore-Netzanbindungssysteme umfassen alle Anlagengüter von der Schnittstelle zwischen Offshore-Windpark-Betreiber und ÜNB bis zu den NVP an Land, einschließlich der jeweils zur Errichtung und zum Betrieb der Anbindungsleitungen erforderlichen technischen und baulichen Nebeneinrichtungen. Dies umfasst auch die zugehörigen Onshore-Anlagengüter vom Anlandepunkt bis einschließlich der zugehörigen Anlagengüter am jeweiligen NVP, 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 des zuletzt bekannt gemachten FEP umgesetzt. Daraus ergeben sich jeweils andere Maßnahmenumfänge und Umsetzungsschritte.

In der Nordsee werden die Netzanbindungssysteme für Offshore-Windparks (OWP) in der Regel mit DC-Technologie ausgeführt. Dies ist auf die in Summe größere Erzeugungsleistung der OWP und insbesondere die zumeist auch größeren Entfernungen zum technisch und wirtschaftlich günstigsten NVP an Land zurückzuführen. DC-Netzanbindungssysteme in den Zonen 1 und 2 der AWZ werden in Übereinstimmung mit dem FEP 2020 und den bisherigen Festlegungen des Bundesfachplan Offshore mit einer Systemspannung von 320 kV ausgeführt. In der Zone 3 der AWZ werden DC-Netzanbindungssysteme in Übereinstimmung mit dem FEP 2020 mit einer Systemspannung von 525 kV ausgeführt. Der FEP 2020 trifft noch keine Festlegungen für die Netzanbindungssysteme in der Zone 4 der AWZ der Nordsee. Die ÜNB gehen daher derzeit bei der Auslegung für die im NEP 2035 notwendigen DC-Netzanbindungssysteme in Zone 4 ebenfalls von einer Systemspannung von 525 kV aus.

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 in der Regel die AC-Technologie ein technisch und wirtschaftlich effizientes Übertragungskonzept dar. Durch kleinere Einheitengrößen in der Übertragungsleistung bietet die AC-Technologie die Möglichkeit, den Offshore-Netzausbau individuell auf einzelne Flächen und die dort mögliche installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie anzupassen. Diese werden durch einzelne AC-Netzanbindungssysteme derzeit in Übereinstimmung mit dem FEP mit einer Übertragungsleistung von 300 MW ausgeführt. Für zukünftige Projekte in der Ostsee besteht grundsätzlich die Möglichkeit einer Abweichung vom standardisierten Technikgrundsatz Drehstromanbindungskonzept, da eine Nutzung der Gleichstromtechnologie für die Ostsee in Abhängigkeit von den zu realisierenden Projekten sachgerecht sein kann.

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 des Offshore-Windparks auf See (Ostsee) bzw. die Umspannplattform (Ostsee) bzw. die Konverterplattform (Nordsee),
- 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.

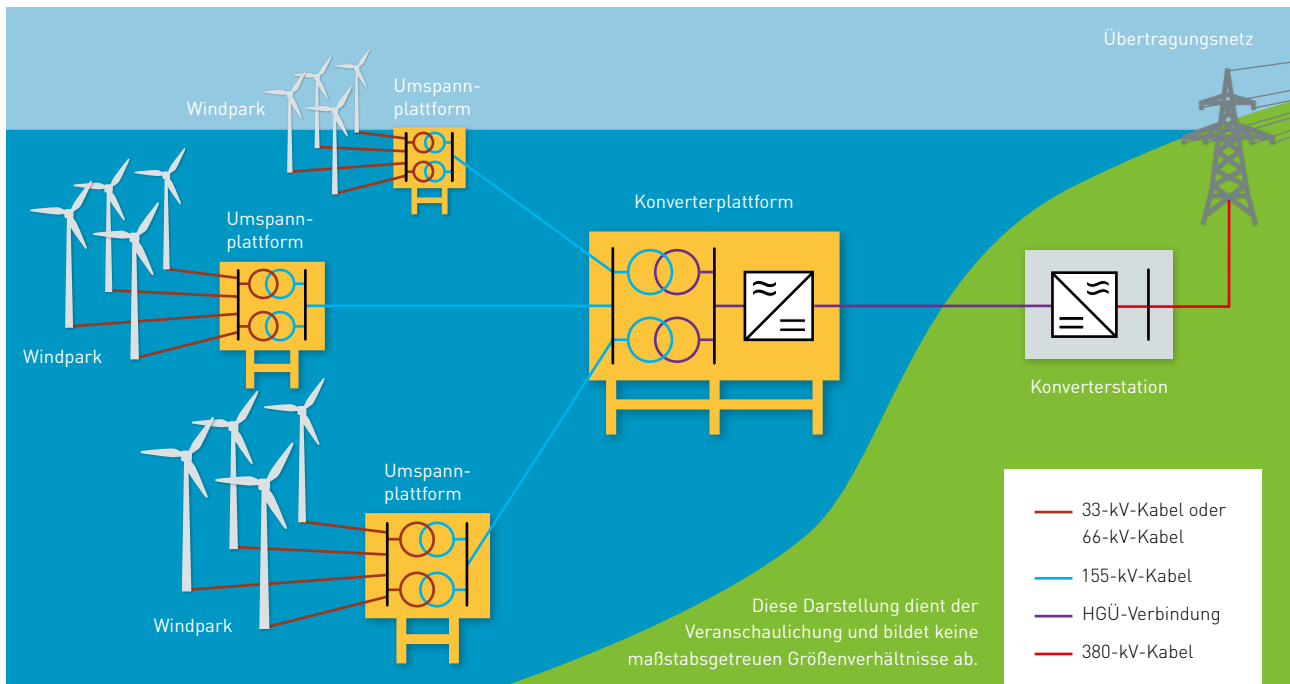
Netzanbindungskonzepte in Nord- und Ostsee

Die Netzanbindung von OWP in der Ostsee erfolgte bisher bei AC-Netzanbindungssystemen über eine Offshore-Umspannplattform des OWP. In der Nordsee erfolgte die Netzanbindung von OWP bisher bei DC-Netzanbindungssystemen über eine Offshore-Umspannplattform des OWP und eine 155-kV-Verbindung zwischen dieser Offshore-Umspannplattform und der Offshore-Konverterplattform des ÜNB.

Für Netzanbindungssysteme ab dem Jahr 2026 in der Ostsee und ab dem Jahr 2027 in der Nordsee sieht der FEP das sogenannte 66-kV-Direktanbindungskonzept vor. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Umspannplattform bzw. -Konverterplattform des ÜNB verbunden. Ziel dieses Konzeptes ist es, die technische und räumliche Komplexität zu vereinfachen und volkswirtschaftliche Kostenvorteile zu erzielen.

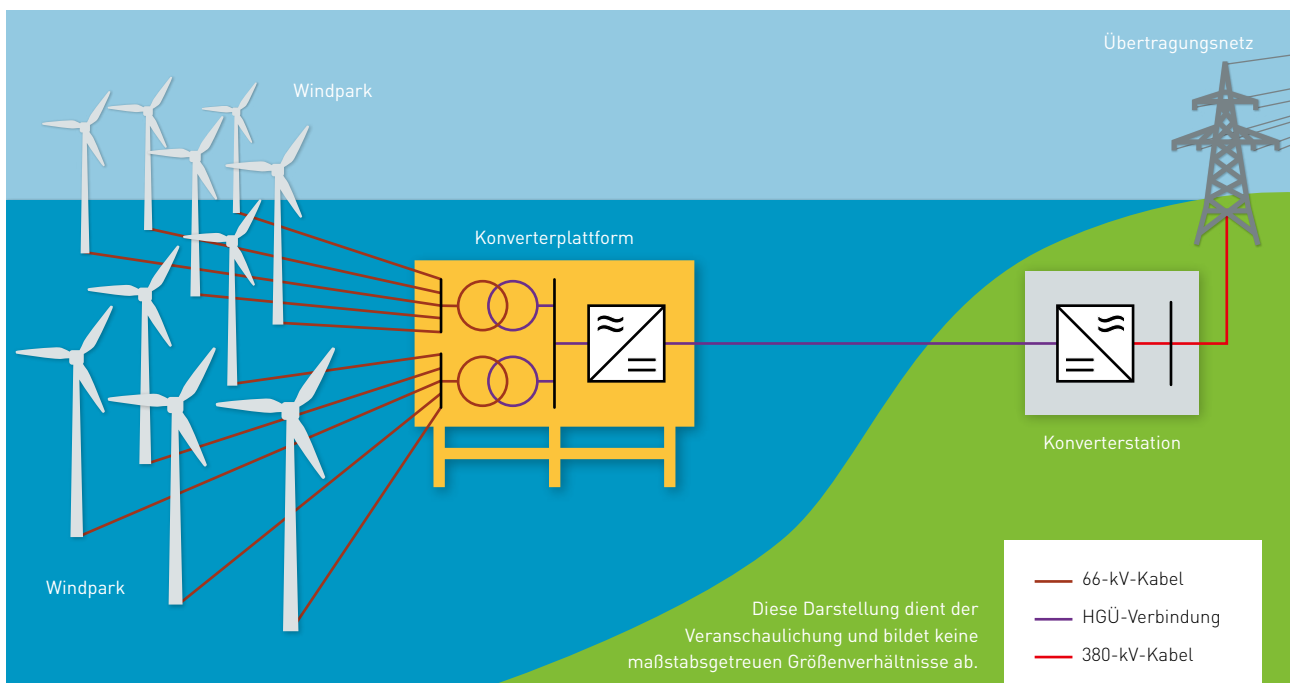
Die folgenden Abbildungen stellen schematisch die beiden Konzepte in der Nordsee und Ostsee dar.

Abbildung 16: Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems mit 155-kV-Anbindungskonzept



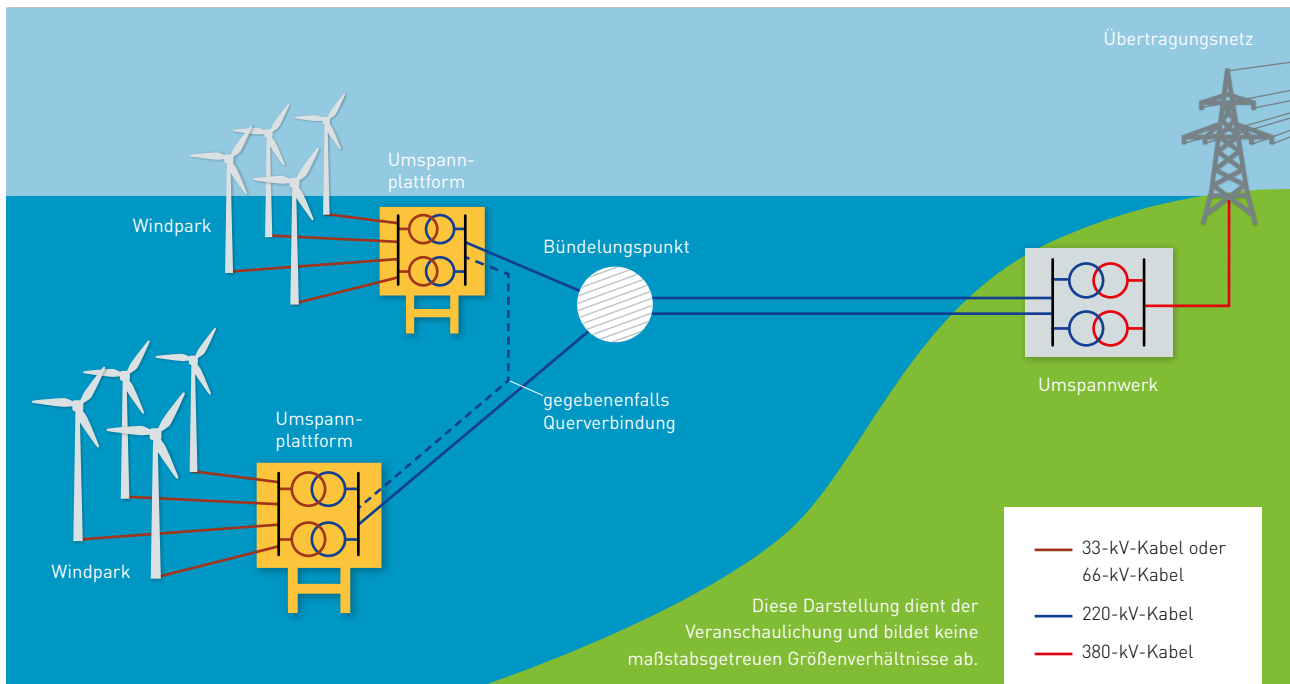
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 17: Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems mit 66-kV-Direktanbindungskonzept



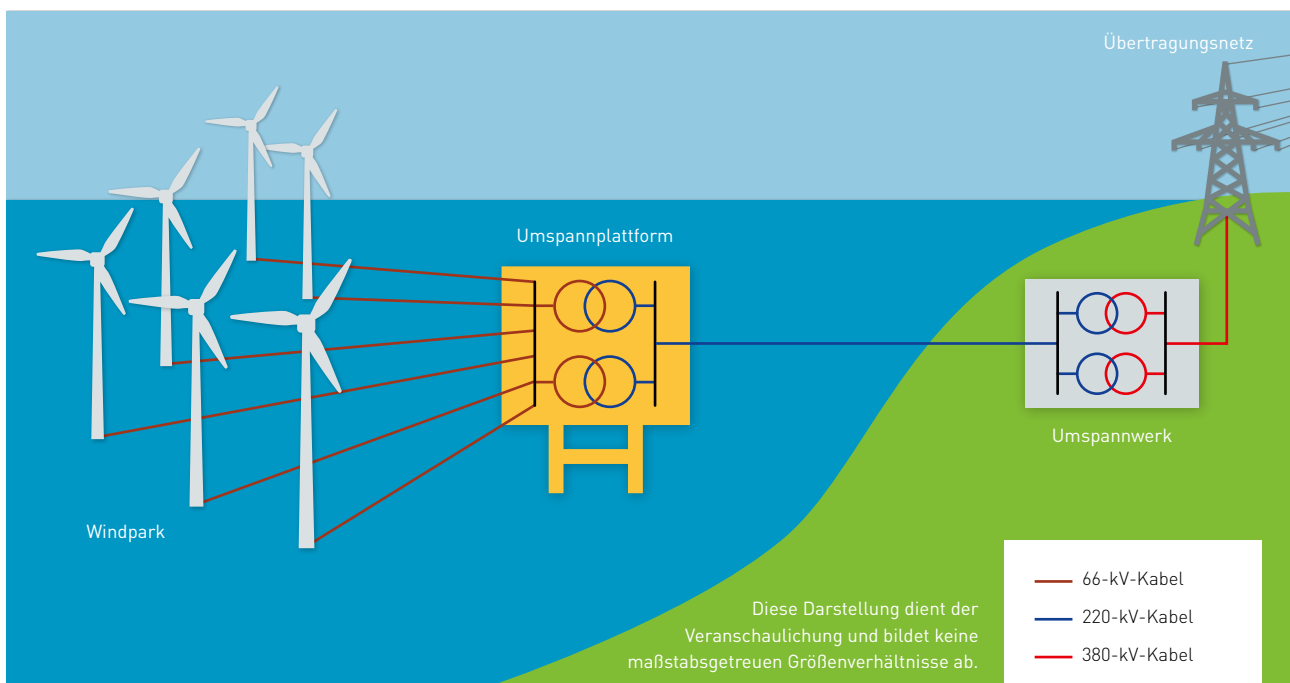
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 18: Schematische Darstellung eines AC-Netzanbindungssystems über eine Umspannplattform des OWP



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 19: Schematische Darstellung eines AC-Netzanbindungssystems mit 66-kV-Direktanbindungskonzept



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 zukünftigen DC-Netzanbindungssysteme mit einer Systemspannung von 525 kV liegen den ÜNB noch keine entsprechenden Erfahrungswerte vor. Daher kann sich die Dauer des Vergabeverfahrens, insbesondere für die ersten DC-Netzanbindungssysteme dieser Art, auf bis zu ca. 18 Monaten erhöhen. 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-Offshorennetz

Das Start-Offshorennetz bezeichnet diejenigen Offshore-Netzanbindungssysteme, welche bei der Erstellung des NEP als gegeben unterstellt werden und deren Erforderlichkeit nicht erneut untersucht wird. Das Start-Offshorennetz beinhaltet die bereits betriebsbereiten Offshore-Netzanbindungssysteme (Ist-Offshorennetz) und Offshore-Netzanbindungssysteme mit deren Realisierung (Beginn der Umsetzung) gemäß Offshore-Netzentwicklungsplan 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-Kapazitätsausschreibungen für das Übergangsmodell in den Jahren 2017 und 2018.

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

3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Tabelle 9: Start-Offshorenetz Nordsee

Projekt	Bezeichnung des Projekts	Netzverknüpfungspunkt	Übertragungsleistung in MW
NOR-0-1	AC-Netzanbindungssystem NOR-0-1 (Riffgat)	Emden/Borßum	113
NOR-0-2	AC-Netzanbindungssystem NOR-0-2 (Nordergründe)	Inhausen	111
NOR-1-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-1-1 (DoWin5)	Emden/Ost	900
NOR-2-1	AC-Netzanbindungssystem (alpha ventus)	Hagermarsch	62
NOR-2-2	DC-Netzanbindungssystem NOR-2-2 (DoWin1)	Dörpen/West	800
NOR-2-3	DC-Netzanbindungssystem NOR-2-3 (DoWin3)	Dörpen/West	900
NOR-3-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-3-1 (DoWin2)	Dörpen/West	916
NOR-3-3	DC-Netzanbindungssystem NOR-3-3 (DoWin6)	Emden/Ost	900
NOR-4-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-4-1 (HelWin1)	Büttel	576
NOR-4-2	DC-Netzanbindungssystem NOR-4-2 (HelWin2)	Büttel	690
NOR-5-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-5-1 (SylWin1)	Büttel	864
NOR-6-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-6-1 (BorWin1)	Diele	400
NOR-6-2	DC-Netzanbindungssystem NOR-6-2 (BorWin2)	Diele	800
NOR-7-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-7-1 (BorWin5)	Garrel/Ost	900
NOR-8-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-8-1 (BorWin3)	Emden/Ost	900

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

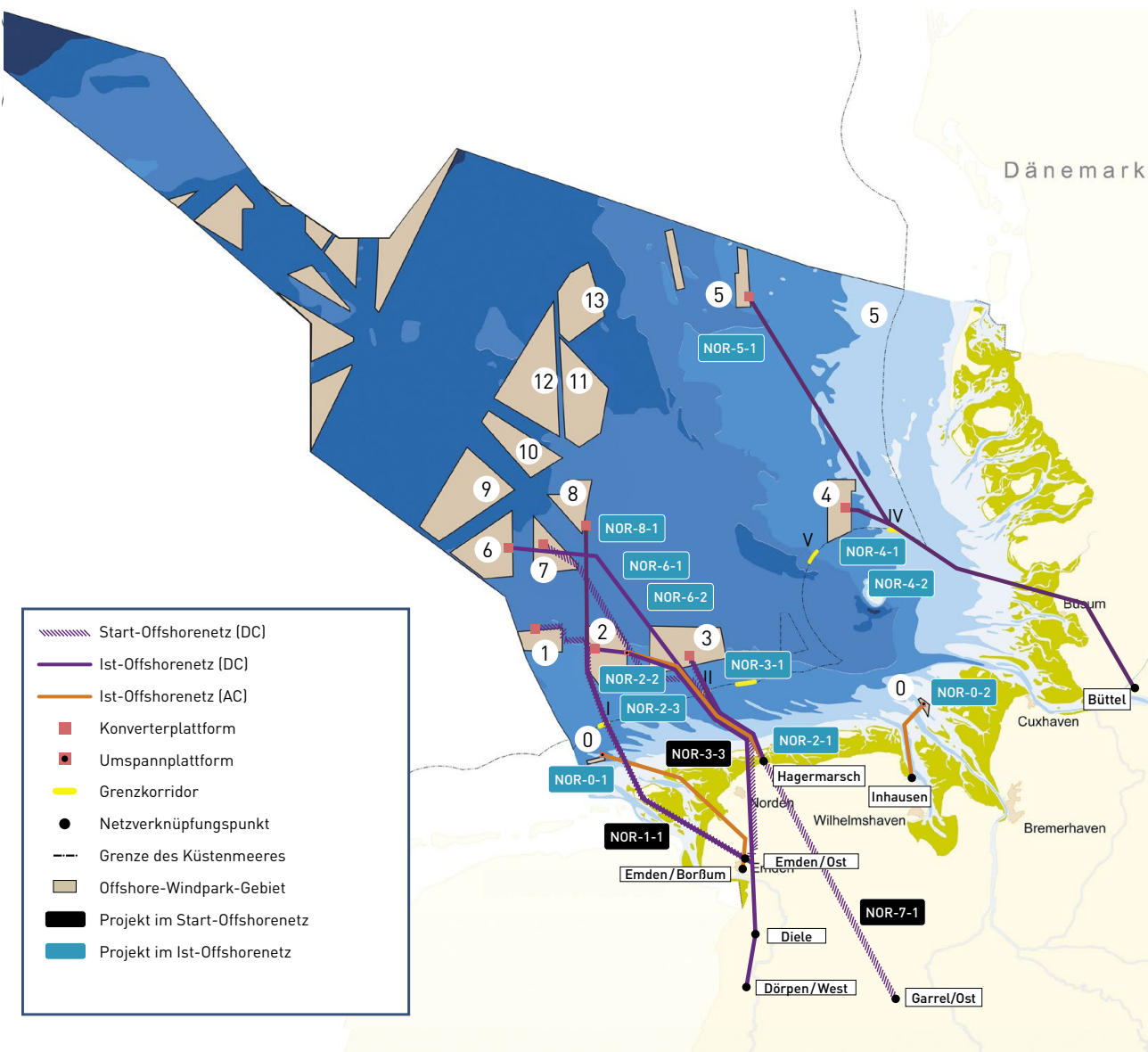
Tabelle 10: Start-Offshorenetz Ostsee

Projekt	Bezeichnung des Projekts	Netzverknüpfungspunkt	Übertragungsleistung in MW
OST-1-1	AC-Netzanbindungssystem OST-1-1 (Ostwind 1)	Lubmin	250
OST-1-2	AC-Netzanbindungssystem OST-1-2 (Ostwind 1)	Lubmin	250
OST-1-3	AC-Netzanbindungssystem OST-1-3 (Ostwind 1)	Lubmin	250
OST-2-1	AC-Netzanbindungssystem OST-2-1 (Ostwind 2)	Lubmin	250
OST-2-2	AC-Netzanbindungssystem OST-2-2 (Ostwind 2)	Lubmin	250
OST-2-3	AC-Netzanbindungssystem OST-2-3 (Ostwind 2)	Lubmin	250
OST-3-1	AC-Netzanbindungssystem OST-3-1 (Kriegers Flak)	Bentwisch	51
OST-3-2	AC-Netzanbindungssystem OST-3-2 (Kriegers Flak)	Bentwisch	339*

* Projekt OST-3-2 baut auf dem Projekt OST-3-1 auf. Durch diese Projekte ergibt sich eine Übertragungsleistung von 339 MW.

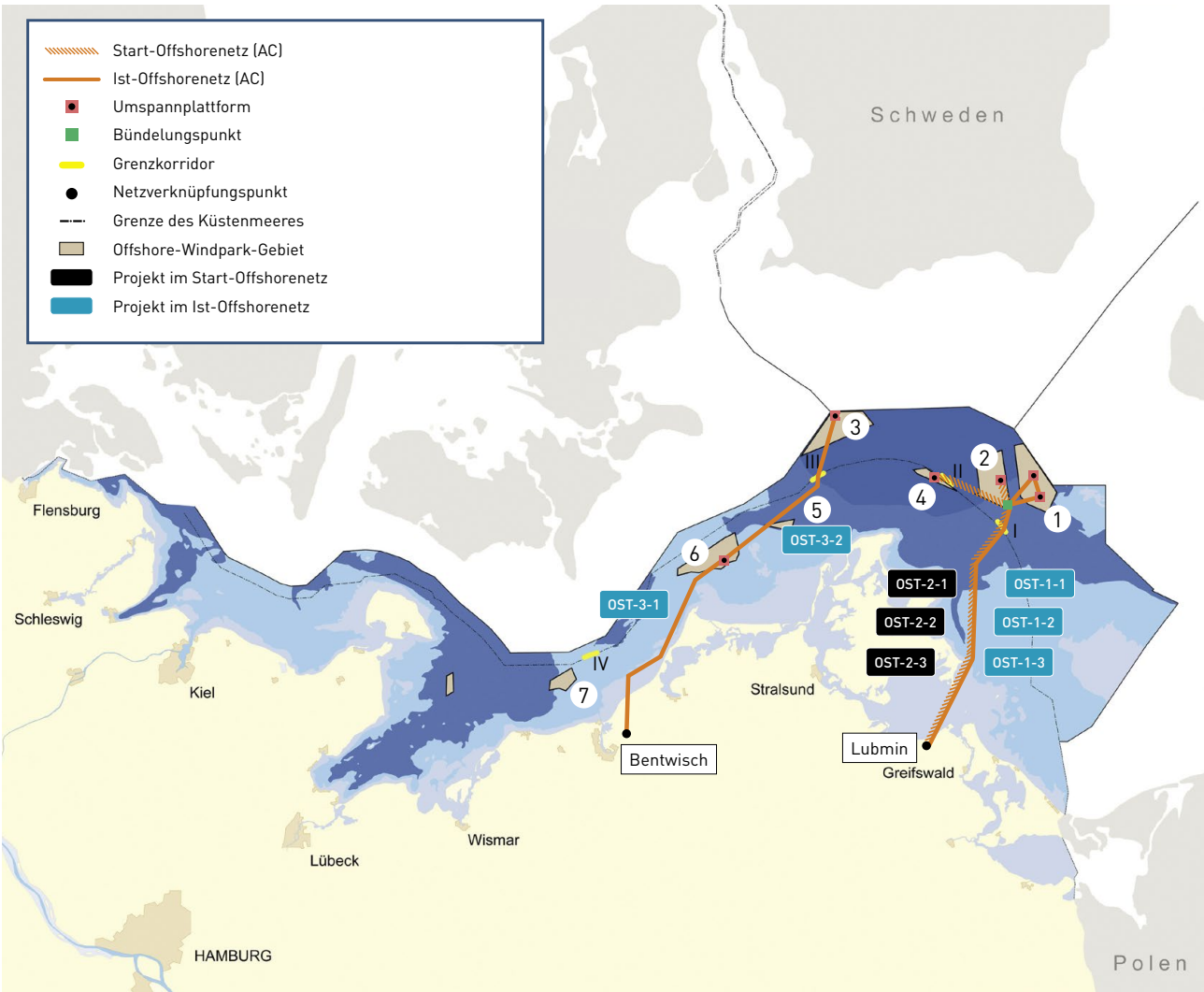
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 20: Start-Offshorenetz Nordsee



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 21: Start-Offshorenetz Ostsee



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

3.2.3 Offshore-Netzausbaubedarf

Zusätzlich zu dem im FEP beschriebenen Anschluss von 20 GW Offshore-Erzeugungsleistung in 2030 haben die ÜNB den Bedarf von weiteren Offshore-Netzanbindungssystemen im NEP untersucht. Der dargestellte erhöhte Ausbaupfad entspricht dem am 26.06.2020 genehmigten Szenariorahmen der BNetzA (siehe Kapitel 2) und sieht die in Tabelle 11 dargestellten installierten Leistungen vor.

Tabelle 11: Installierte Leistung Offshore-Wind gemäß genehmigtem Szenariorahmen

Installierte Leistung Offshore-Wind [GW]	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Nordsee	25,6	27,6	31,6	37,6
Ostsee	2,4			
Summe	28,0	30,0	34,0	40,0

Quelle: Bundesnetzagentur: Genehmigung des Szenariorahmens 2021 – 2035



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Im Szenario C 2035 wird gemäß des genehmigten Szenariorahmens unterstellt, dass neben den 32 GW installierter Erzeugungsleistung an Offshore-Windenergie aus der deutschen AWZ zusätzlich ausländische OWP mit einer installierten Erzeugungsleistung von 2 GW in das deutsche Netz eingebunden werden. Der Anschluss ausländischer OWP in Deutschland bedarf der Implementierung zusätzlicher gesetzlicher Regelungen. Es wird angenommen, dass die dafür erforderliche Anpassung der gesetzlichen Rahmenbedingungen auf europäischer Ebene bis zum Jahr 2035 umgesetzt worden sind. Zum jetzigen Zeitpunkt kann für den Anschluss ausländischer OWP in Deutschland daher noch nicht auf bestimmte Vorhaben abgestellt werden. Die BNetzA hat dementsprechend vorgeschlagen, im NEP 2035 (2021) zu unterstellen, dass die entsprechenden OWP in den unmittelbaren EU-Anrainerstaaten der Nordsee, Niederlande oder Dänemark, errichtet werden. Der Anschluss der ausländischen OWP mit einer installierten Erzeugungsleistung von 2 GW an das deutsche Übertragungsnetz erfolgt in den Netzanalysen des NEP 2035 (2021) am NVP Heide/West in Schleswig-Holstein. Entsprechend wird von den ÜNB im NEP 2035 (2021) unterstellt, dass OWP in der dänischen AWZ in das deutsche Netz eingebunden werden. Das dafür erforderliche Offshore-Netzanbindungssystem ist nicht Bestandteil des Zubau-Offshore-netzes und wird daher auch nicht in der Längen- und Kostenkalkulation des Zubau-Offshorenetzes berücksichtigt. Ebenfalls werden landseitige Netzoptimierungs- und -ausbaumaßnahmen, die ausschließlich aufgrund des Anschluss dieser ausländischen OWP in Deutschland identifiziert werden, von den ÜNB nicht berücksichtigt.

In der Genehmigung des Szenariorahmens hat die BNetzA den ÜNB die Möglichkeit eingeräumt, die Vorgaben zu den installierten Erzeugungsleistungen aus Offshore-Windenergie in Nord- und Ostsee anpassen zu können, sofern es sich im Rahmen der Fortschreibung des FEP erweisen sollte, dass weitere Flächen in der Ostsee für eine Ausschreibung in Betracht kommen und im FEP entsprechend festgelegt werden.

Die im Szenariorahmen vorgesehene Erzeugungsleistung für Offshore-Windenergie wurde durch die ÜNB nicht angepasst, da auch der FEP 2020 keine weiteren Flächen in der Ostsee ausweist. Es werden jedoch seitens der ÜNB weiterhin zusätzliche Potenziale in der Ostsee gesehen, da sowohl in den Gebieten des Küstenmeers (O-5 und O-6) als auch in Gebieten der AWZ (O-1, O-2 und O-3) der Ostsee weitere Potenziale durch direkte und kooperative Nutzung von Offshore-Windenergie möglich sind. Diese Potenziale können durch die ÜNB relativ zeitnah erschlossen werden und somit einen effizienten und wirtschaftlichen Beitrag zur Erreichung der Offshore-Ausbauziele leisten.

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.

Zur Erreichung der installierten Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie gemäß des genehmigten Szenariorahmens sind die Übertragungsleistungen der Offshore-Netzanbindungssysteme zum Teil nicht vollständig ausgelastet. Daher kann die Übertragungsleistung des Zubau-Offshorenetzes die installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie im gleichen Zeitraum überschreiten. Insgesamt ergeben sich je nach Szenario die folgenden Übertragungsleistungen des Zubau-Offshorenetzes.

Tabelle 12: Überblick über die Übertragungsleistungen des Zubau-Offshorenetzes

Übertragungsleistung [GW]	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Nordsee	16,8	18,8	20,8 (22,8)	28,8
Ostsee	0,6			
Summe	17,4	19,4	21,4 (23,4)	29,4

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

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 13: Überblick über die Längen des Zubau-Offshorenetzes

	Längen des Zubaunetzes [km*]	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Nordsee	HGÜ-Verbindung	ca. 3.030	ca. 3.330	ca. 3.680	ca. 5.670
	155-kV-AC-Anschluss	ca. 35	ca. 35	ca. 35	ca. 35
Ostsee	AC-Verbindungen	ca. 145			
Summe	technologieunabhängig	ca. 3.210	ca. 3.510	ca. 3.860	ca. 5.850

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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Überblick über das Zubau-Offshorenetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040

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 14 und 15 sowie die Abbildungen 22 bis 26 zeigen die Netzanbindungssysteme auf, die in den einzelnen Szenarien erforderlich sind. Netzanbindungssysteme für den Abtransport von Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie, die über die im FEP 2020 beschriebenen 20 GW hinausgehen, sind in der Tabelle 14 gekennzeichnet und auch in den Abbildungen 22 bis 25 kenntlich gemacht. Für die Offshore-Netzanbindungssysteme mit einer Fertigstellung nach dem Jahr 2030 liegen noch keine zeitliche Reihung der anzuschließenden Offshore-Flächen und damit noch keine konkreten Termine für die dazugehörigen Offshore-Netzanbindungssysteme vor. Diese Festlegungen werden voraussichtlich im Rahmen der nächsten Fortschreibung des FEP vom BSH getätigt. Um eine ausgeglichene Verteilung der Projektträgerschaft zu ermöglichen, schlagen die ÜNB vor, dass die beiden anbindungsverpflichtenden ÜNB in der Nordsee jeweils alle 2 Jahre ein 2-GW-Netzanbindungssystem realisieren, wodurch ein stetiger Zubau von 2 GW Übertragungsleistung ab dem Jahr 2031 gewährleistet wird.

3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Tabelle 14: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes in der Nordsee*

Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt	Trassenlänge in km	Übertragungsleistung	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)**			
						A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
NOR-3-2	M14	HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (DoWin4)	Hanekenfähr (Amprion)	ca. 220	900	2022/Q3 2028	2022/Q3 2028	2022/Q3 2028	2022/Q3 2028
NOR-6-3	M29	HGÜ-Verbindung NOR-6-3 (BorWin4)	Hanekenfähr (Amprion)	ca. 283	900	2022/Q3 2029	2022/Q3 2029	2022/Q3 2029	2022/Q3 2029
NOR-7-2	M32	HGÜ-Verbindung NOR-7-2 (BorWin6)	Büttel (TenneT)	ca. 235	930	2022/Q4 2027	2022/Q4 2027	2022/Q4 2027	2022/Q4 2027
NOR-9-1	M234	HGÜ-Verbindung NOR-9-1 (BalWin1)	Unterweser (TenneT)	ca. 270	2.000	2024/Q3 2029	2024/Q3 2029	2024/Q3 2029	2024/Q3 2029
NOR-9-2	M236	HGÜ-Verbindung NOR-9-2 (BalWin3)	Wilhelmshaven 2 (TenneT)	ca. 250	2.000	2025/Q3 2030	2025/Q3 2030	2025/Q3 2030	2025/Q3 2030
NOR-10-1	M231	HGÜ-Verbindung NOR-10-1 (BalWin2)	Unterweser (TenneT)	ca. 270	2.000	2025/Q3 2030	2025/Q3 2030	2025/Q3 2030	2025/Q3 2030
NOR-11-1	M39	HGÜ-Verbindung NOR-11-1 (LanWin3)	Suchraum Gemeinden Ibbenbüren/ Mettingen/ Westerkappeln (Amprion)	ca. 370	2.000	2027 bzw. 2028/2032 bzw. 2033***	2027 bzw. 2028/2032 bzw. 2033***	2027 bzw. 2028/2032 bzw. 2033***	2027 bzw. 2028/2032 bzw. 2033***
NOR-11-2 bzw. NOR-12-1****	M242	HGÜ-Verbindung NOR-11-2 (LanWin4)	Wehrendorf (Amprion)	ca. 390	2.000	2026/2031***	2026/2031***	2026/2031***	2026/2031***
NOR-12-1 bzw. NOR-11-2****	M243	HGÜ-Verbindung NOR-12-1 (LanWin1)	Suchraum Zensenbusch (Amprion)	ca. 470	2.000	2030/2035***	2030/2035***	2030/2035***	2030/2035***
NOR-12-2 bzw. NOR-13-1****	M233	HGÜ-Verbindung NOR-12-2 (LanWin2)	Rastede (TenneT)	ca. 275	2.000	2029/2034***	2029/2034***	2029/2034***	2029/2034***
NOR-13-1 bzw. NOR-12-2****	M43	HGÜ-Verbindung NOR-13-1 (LanWin5)	Heide/West (TenneT)	ca. 295	2.000		2027 bzw. 2028/2032 bzw. 2033***	2027 bzw. 2028/2032 bzw. 2033***	2027 bzw. 2028/2032 bzw. 2033***
NOR-x-1 (Zone 4)	M284	HGÜ-Verbindung NOR-x-1 (Zone 4)	Rastede (TenneT)	ca. 350	2.000			2030/2035***	2031/2036***
NOR-x-2 (Zone 4)	M246	HGÜ-Verbindung NOR-x-2 (Zone 4)	Rommerskirchen (Amprion)	ca. 650	2.000				2032/2037***
NOR-x-3 (Zone 4)	M249	HGÜ-Verbindung NOR-x-3 (Zone 4)	Heide/West (TenneT)	ca. 310	2.000				2033/2038***
NOR-x-4 (Zone 4)	M247	HGÜ-Verbindung NOR-x-4 (Zone 4)	Oberzier (Amprion)	ca. 675	2.000				2034/2039***
NOR-x-5 (Zone 4)	M250	HGÜ-Verbindung NOR-x-5 (Zone 4)	Rastede (TenneT)	ca. 350	2.000				2035/2040***

* Projekte über 20 GW sind hellblau hinterlegt.

** Die Definition von „Beginn der Umsetzung“ und „geplante Fertigstellung“ erfolgt in Kapitel 6.4.

*** Die Zeitpunkte „Beginn der Umsetzung“ und „geplante Fertigstellung“ sind für alle Netzanbindungssysteme mit einer Fertigstellung nach dem Jahr 2030 als Vorschläge der Übertragungsnetzbetreiber zu sehen. Die Festlegung der Fertigstellungstermine erfolgt im Rahmen der Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans.

**** Die Reihenfolge der anzubindenden Gebiete in Zone 3 der AWZ der Nordsee wird als Alternative vorbehaltlich und gemäß des informatorischen Anhangs des FEP 2020 dargestellt. Die Reihenfolge und die Anzahl der anzubindenden Gebiete in Zone 3 der AWZ der Nordsee kann sich bei einer Fortschreibung des FEP ändern. Sollte sich die Anzahl der erforderlichen Offshore-Netzanbindungssysteme in Zone 3 nach 2030 verringern, so wird stattdessen ein System zur Anbindung von Gebieten in Zone 4 der AWZ der Nordsee umgesetzt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Tabelle 15: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes in der Ostsee

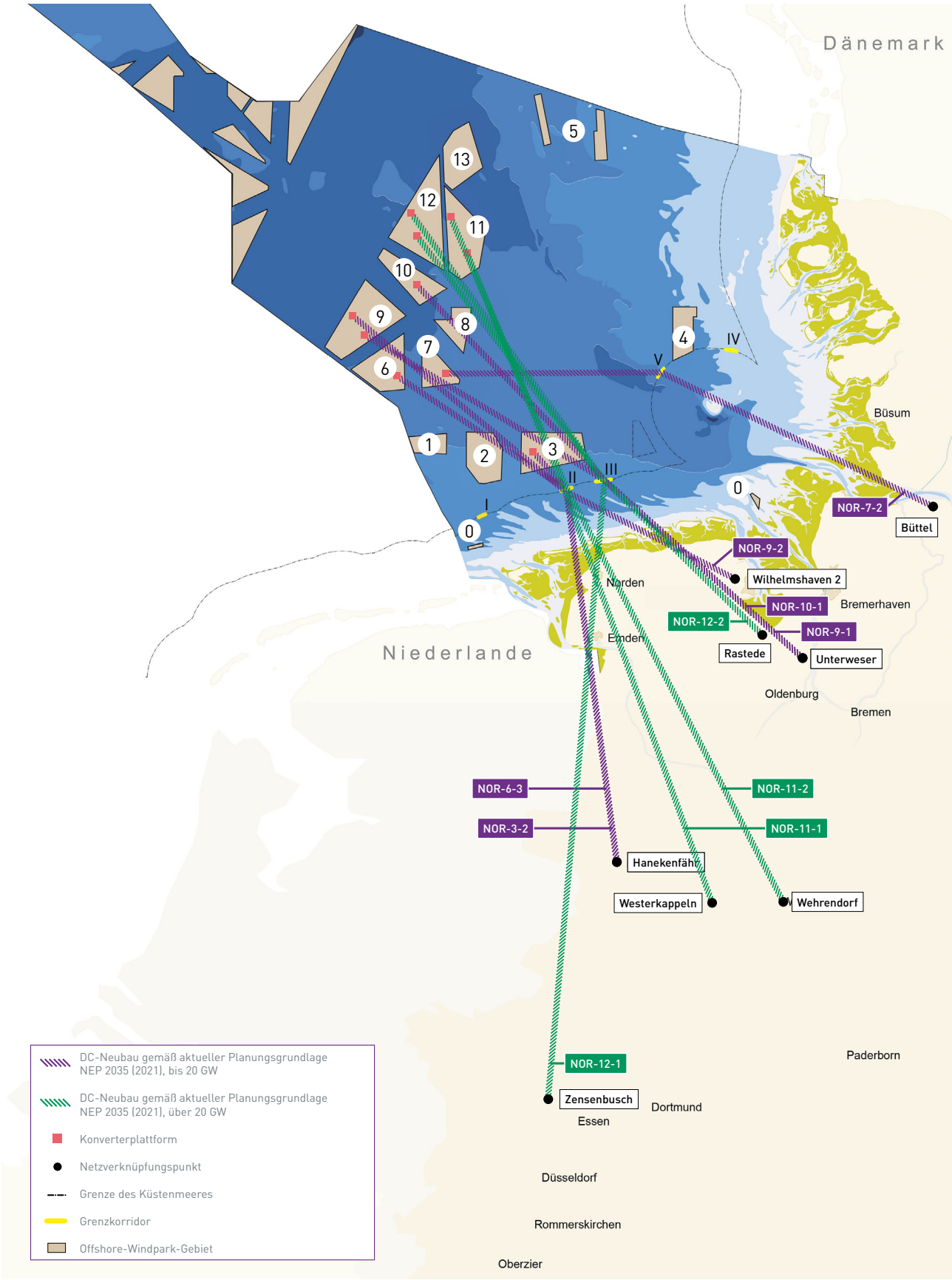
Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt	Trassenlänge in km	Übertragungsleistung	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)*			
						A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
OST-1-4	M73	AC-Verbindung OST-1-4 (Ostwind 3)	Suchraum Gemeinden Brünzow/Kemnitz (50Hertz)	ca. 105	300	2022/2026	2022/2026	2022/2026	2022/2026
OST-7-1	M85	AC-Verbindung OST-7-1 (Testfeld)	Suchraum Gemeinde Papendorf (50Hertz)	ca. 40	300	----/---- **	----/---- **	----/---- **	----/---- **

* Die Definition von „Beginn der Umsetzung“ und „geplante Fertigstellung“ erfolgt in Kapitel 6.4.

** Eine gesicherte Festlegung der Termine ist derzeit nicht möglich aufgrund offener Fragestellungen zur Fläche (siehe auch FEP 2020).

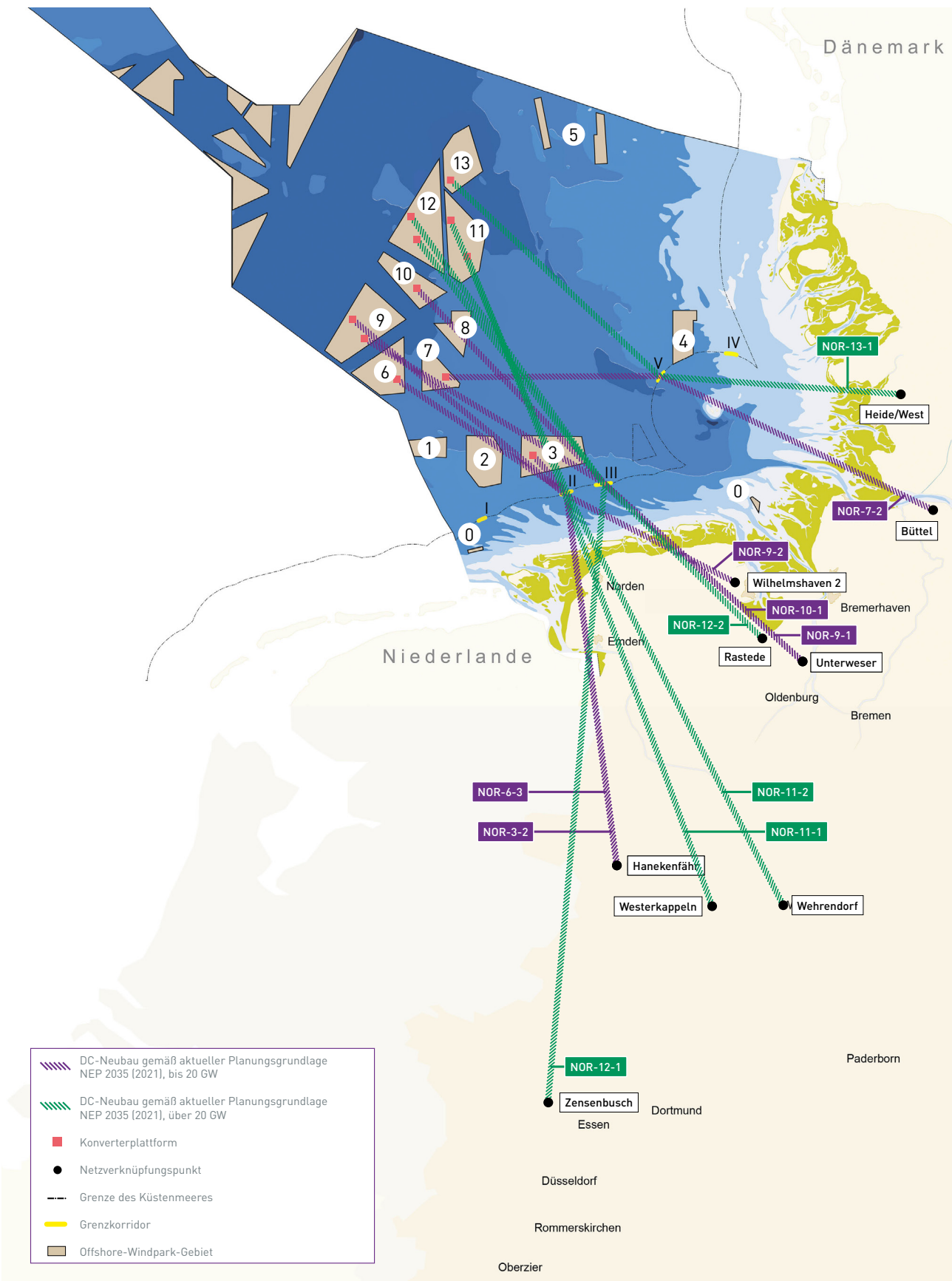
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 22: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in A 2035



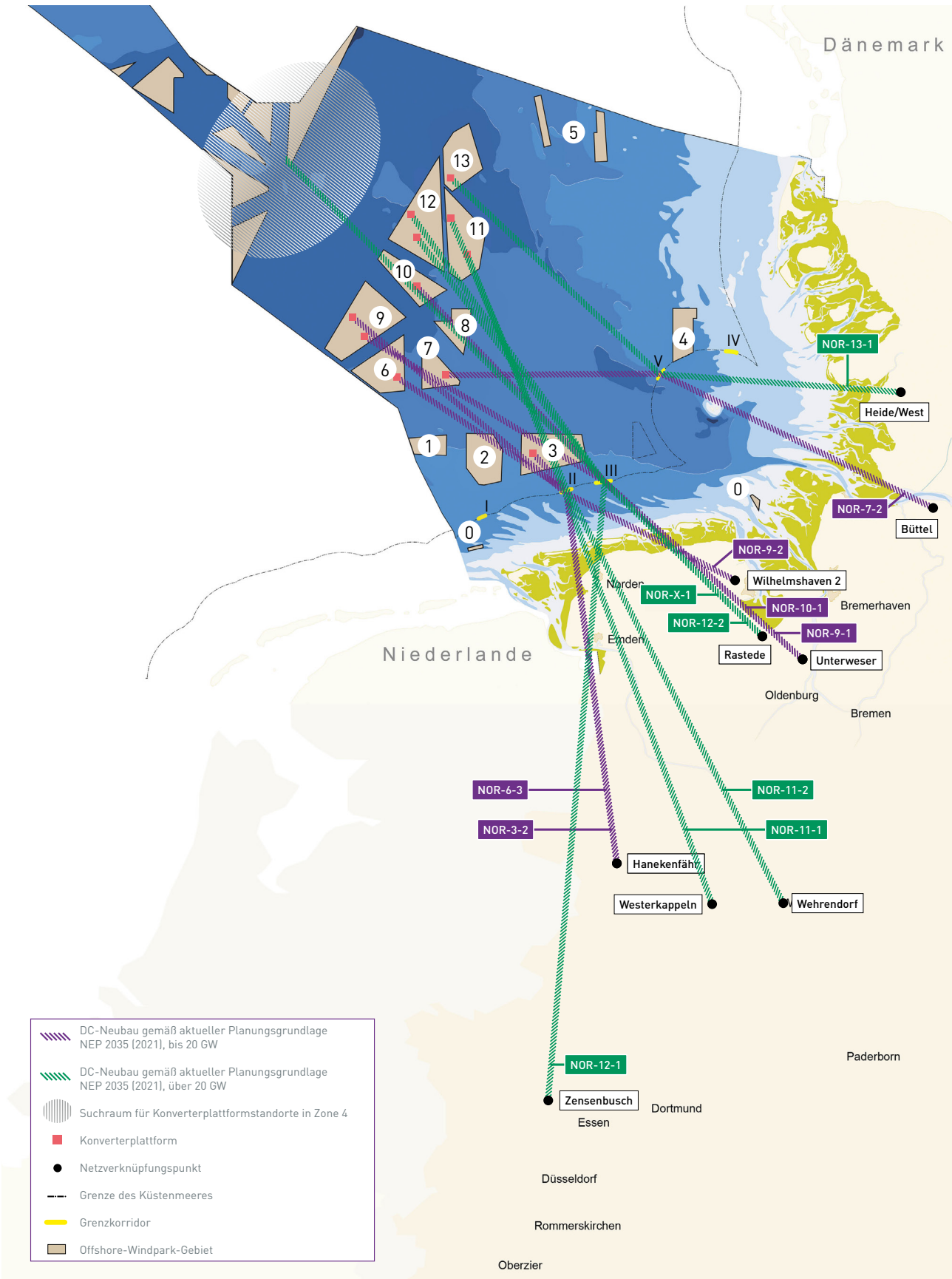
Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 23: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in B 2035



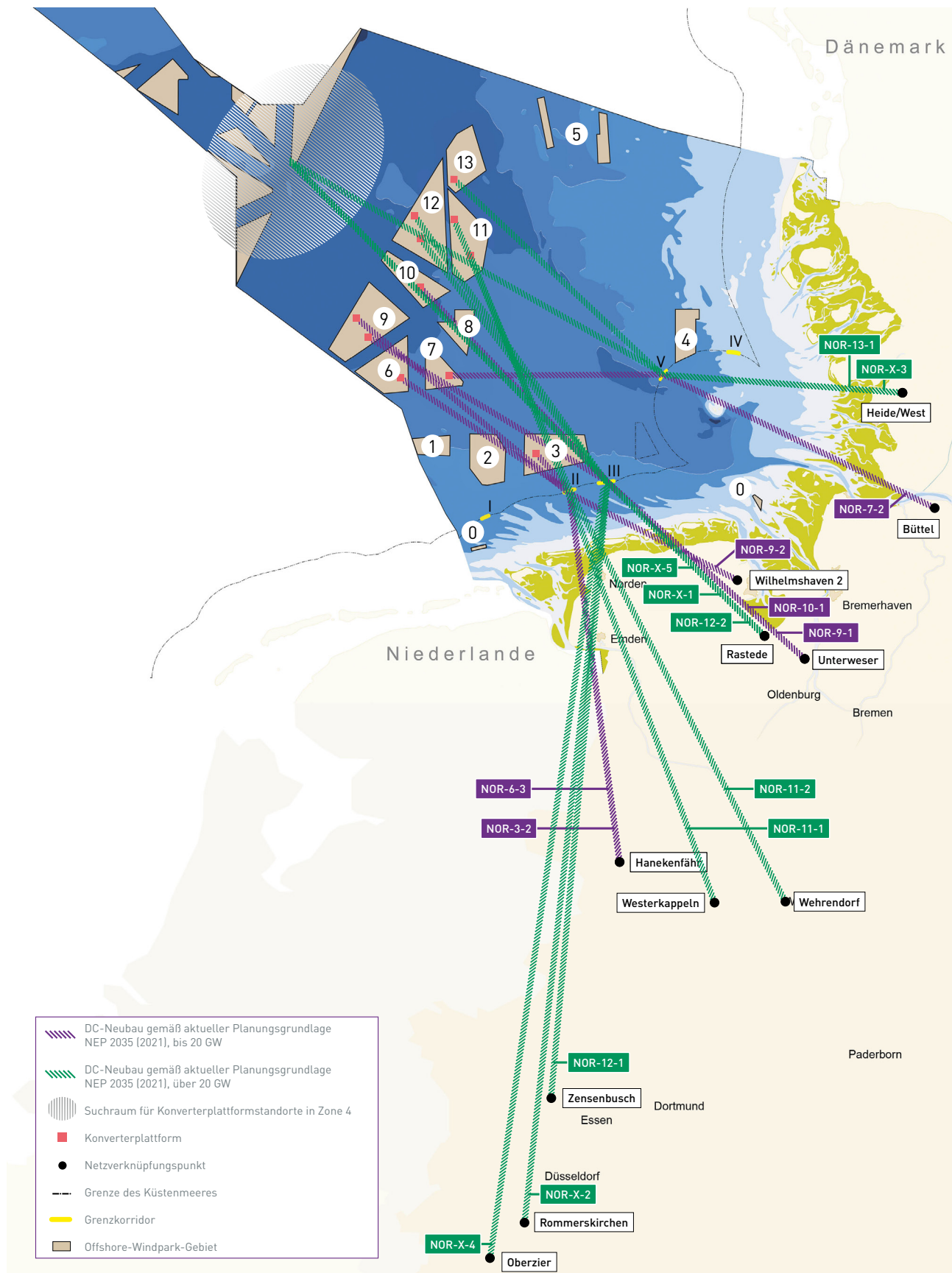
Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 24: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in C 2035

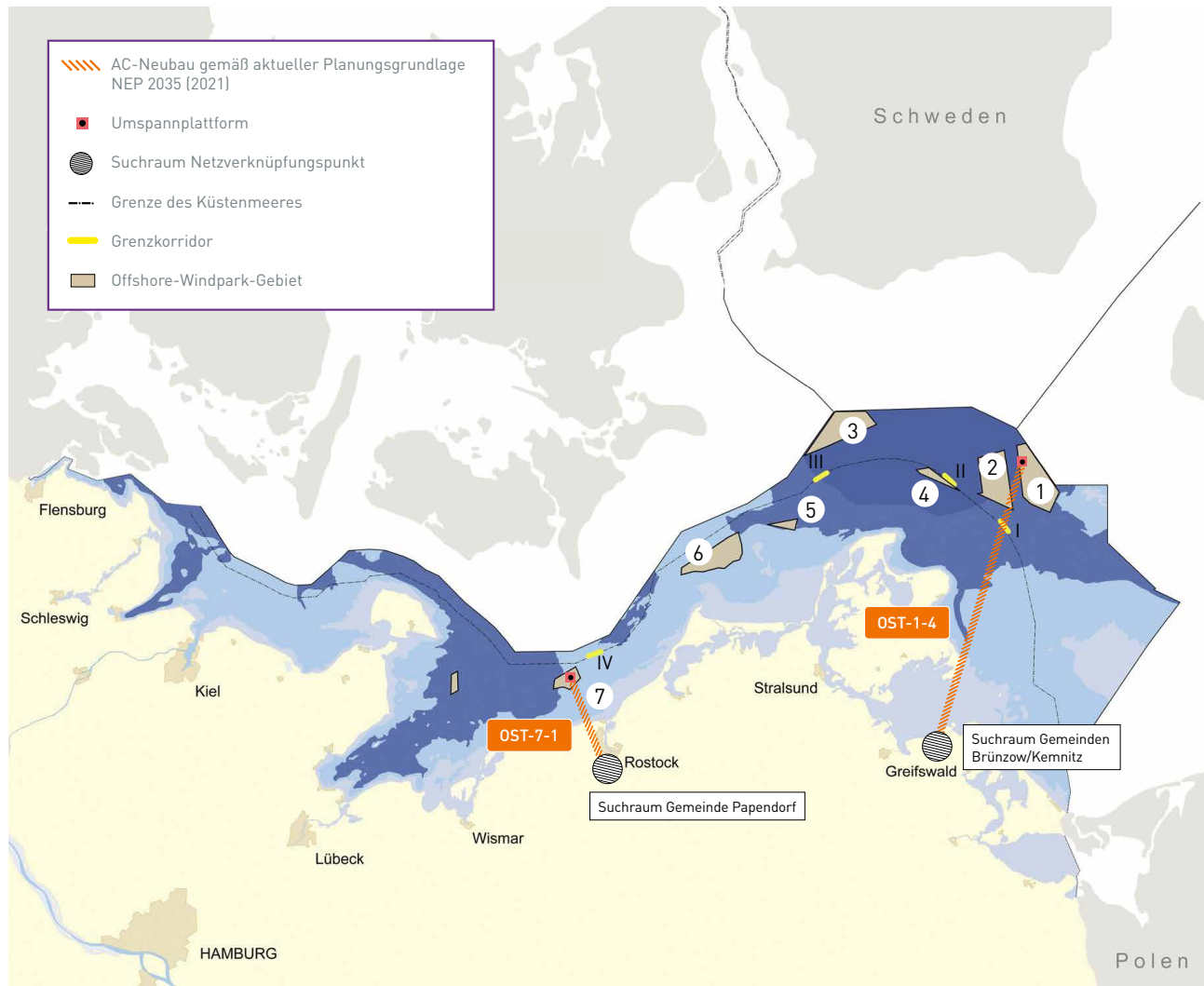


Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 25: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in B 2040



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 26: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Ostsee in A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040


Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

Sensitivität Szenario C 2035 – North Sea Wind Power Hub

Für das Szenario C 2035 wird eine Sensitivitätsrechnung durchgeführt, in der die Auswirkungen des North Sea Wind Power Hubs (NSWPH) auf das deutsche Höchstspannungsnetz untersucht werden. Der NSWPH ist ein gemeinsames Projekt von TenneT, Energinet.dk, Gasunie und dem Port of Rotterdam. In diesem Projekt sollen ein oder mehrere Sammelpunkte für Offshore-Windenergie, sogenannte Hubs, in der Nordsee entstehen. Die Hubs sollen die Konverterplattformen herkömmlicher Punkt-zu-Punkt-Offshore-Netzanbindungssysteme ersetzen. Basierend auf dem sogenannten „Hub-and-Spoke“-Konzept werden ausgehend von dem Hub HGÜ-Verbindungen in mehrere Länder geführt. Die HGÜ-Verbindungen können in Zeiten, in denen nicht die volle Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie eingespeist wird, auch für den europäischen Stromhandel genutzt werden. Ebenso wie für den direkten Anschluss ausländischer OWP in das deutsche Netz ist auch für den NSWPH eine Änderung des europäischen Rechtsrahmens erforderlich. Dies gilt insbesondere für die Regelungen des europäischen Handels im „Clean energy for all Europeans package“ (CEP).

In der Sensitivität wird angenommen, dass 12 GW an Offshore-Windenergieanlagen an einem Sammelpunkt (Hub) und nicht an herkömmlichen Plattformen angeschlossen werden. Von den 12 GW werden 6 GW Deutschland, 4 GW den Niederlanden und 2 GW Dänemark zugeordnet. Die in Szenario C 2035 angenommene installierte Offshore-Erzeugungsleistung dieser Länder verändert sich durch diese Annahme nicht. In der Sensitivität werden drei Anschlussverbindungen mit jeweils 2 GW nach Deutschland, zwei Anschlussverbindungen mit jeweils 2 GW zu den Niederlanden und eine Anschlussverbindung mit 2 GW nach Dänemark (West) angenommen.

Die Ergebnisse der Sensitivitätsrechnung des NSWPH im Szenario C 2035 werden neben einer Kosten-Nutzen-Analyse des NSWPH und der Beantwortung der von der BNetzA im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens aufgeworfenen Fragestellungen von den ÜNB im zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) veröffentlicht.

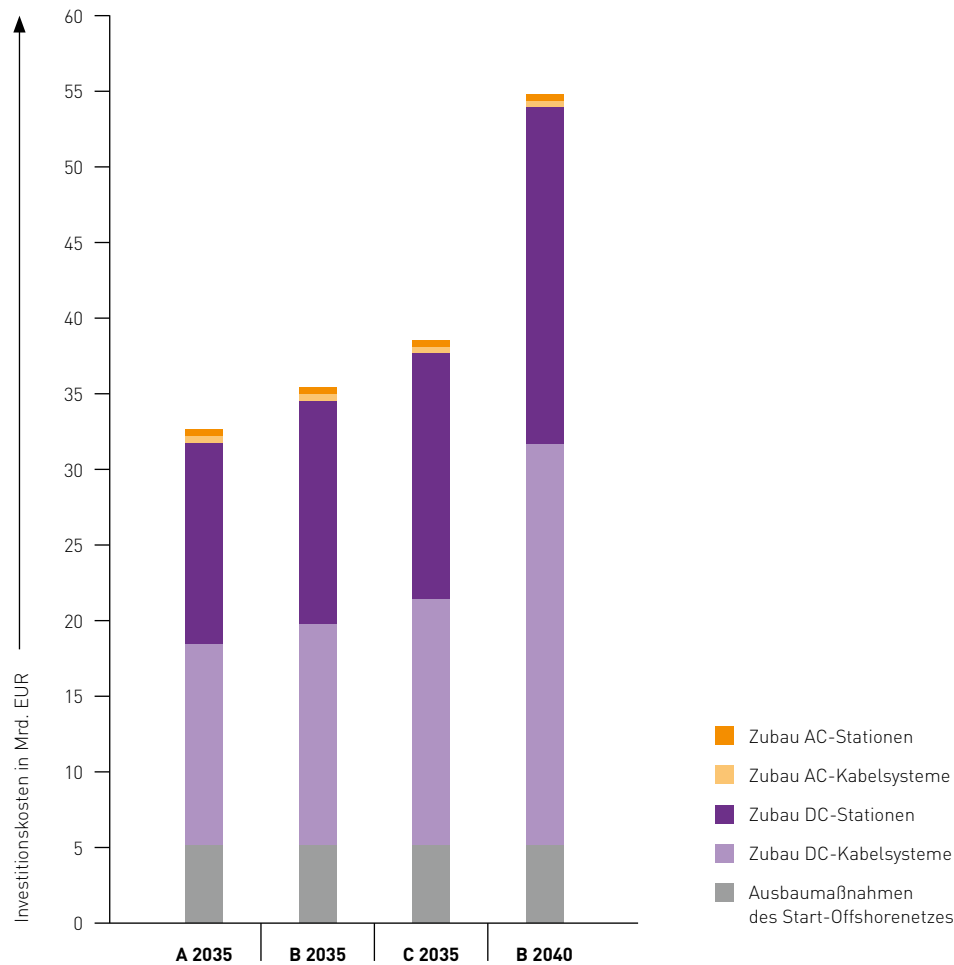
3.2.4 Investitionsvolumen des Offshore-Netzausbaubedarfs

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 16 und 17 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. Insbesondere für die zukünftigen DC-Netzanbindungssysteme mit einer Systemspannung von 525 kV liegen hinsichtlich der zu erwartenden Investitionskosten noch keine Erfahrungswerte aus der Vergangenheit vor. Die in Tabelle 16 ausgewiesenen Schätzungen für Anschaffungs- und Herstellungskosten für die einzelnen Komponenten dieser Offshore-Netzanbindungssysteme sind daher als Kostenprognosen anzusehen. Insbesondere aufgrund der langen Planungszeiträume kann es zu erheblichen Abweichungen und erforderlichen Anpassungen der Kostenprognosen kommen.

Die geschätzten Ausgaben für Investitionsmaßnahmen werden stark durch die in Abbildung 28 dargestellten Risiken beeinflusst. Derzeit liegen keine hinreichend belastbaren Erkenntnisse vor, die eine dauerhafte Reduzierung der angegebenen Kosten rechtfertigen.

Die Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 erfordern aufgrund des nationalen Ausbaupfades von 28 GW, 30 GW und 32 GW Investitionen von etwa 33 Mrd. €, 35,5 Mrd. € und 38,5 Mrd. €. Für das Szenario B 2040 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen rund 55 Mrd. €. Die Investitionen in die Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes (rund 5 Mrd. €) sind hierin jeweils berücksichtigt.

An einzelnen DC-Netzanbindungssystemen des Start-Offshorenetzes wurde die verfügbare Übertragungsleistung noch nicht vollständig an OWP zugewiesen. Durch zukünftige Zuweisungen auf diese HGÜ-Verbindungen werden zusätzliche AC-Anschlüsse erforderlich. Diese sind zum jetzigen Zeitpunkt Bestandteil des Zubau-Offshorenetzes und werden dort entsprechend kalkulatorisch berücksichtigt. 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 DC-Netzanbindungssystemen 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-Vorhabenträgers fällt. Bei AC-Netzanbindungssystemen mit 66-kV-Direktanbindungssystem sind die Kosten für AC-Anschlüsse bereits Bestandteil der AC-Verbindung, da die Umspannplattform zukünftig durch den ÜNB zu errichten ist. Dadurch entfällt der Bündelungspunkt und die damit verbundene Trennung in AC-Verbindung und AC-Anschluss.

Abbildung 27: Schätzung des Investitionsvolumens in Abhängigkeit der Szenarien des NEP 2035 (2021)


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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

Anlage / Anlagenteil	AHK *	Einheit	Bemerkung
DC-Kabelsysteme 320 kV**	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 320 kV	1,0	Mio. €/MW	pauschal für See- und Landstation gemeinsam, inkl. Kosten für die Nebenanlagen
DC-Kabelsysteme (seeseitig) 525 kV**	4,0	Mio. €/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
DC-Kabelsysteme (landseitig) 525 kV**	6,5	Mio. €/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
DC-Stationen 525 kV	0,75	Mio. €/MW	pauschal für See- und Landstation gemeinsam, inkl. Kosten für die Nebenanlagen

* Anschaffungs- und Herstellungskosten

** bezieht sich auf Kosten des DC-Kabels für beide Pole

Hinweis: Alle Offshore-Netzausbaumaßnahmen wurden in Kabeltechnik kalkuliert.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Tabelle 17: Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten für das Zubau-Offshorenetz Ostsee

Anlage / Anlagenteil	AHK*	Einheit	Bemerkung
AC-Kabelsysteme 220 kV	2,9	Mio. €/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
AC-Stationen	0,7	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 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 Beteiligte 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 28) zu berücksichtigen, die sich aufgrund der örtlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen unterschiedlich stark in den Projekten ausprägen.

Abbildung 28: 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 04.11.2020:
www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Fortschreibung/fortschreibung-flaechenentwicklungsplan_node.html
- > BSH: Flächenentwicklungsplan 2020 für die deutsche Nord- und Ostsee:
www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Fortschreibung/_Anlagen/Downloads/FEP_2020_Flaechenentwicklungsplan_2020.pdf?blob=publicationFile&v=6
- > BNetzA: Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2035 (2021):
www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2035_Genehmigung.pdf
- > Vorgehen zur Ermittlung der Trassenlänge (offshore): www.netzentwicklungsplan.de/ZwS
- > Zweiter Entwurf NEP 2030 (2019) und Bestätigung:
www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2030-2019
- > 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