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

3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren

Basierend auf den Stellungnahmen aus der Konsultation zum ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) 2035 (2021) und der Weiterentwicklung im Prozess wurden Erläuterungen zu den Planungs-, Zulassungs- und Errichtungszeiten ergänzt sowie Suchräume von Netzverknüpfungspunkten und Umsetzungs- und Fertigstellungstermine angepasst. In Summe wurden zum NEP-Themenkomplex „Offshore" 15 Stellungnahmen eingereicht. Der überwiegende Teil der Stellungnahmen hat konkrete Offshore-Projekte und Maßnahmen adressiert. Wo passend, wurden daher in diesem zweiten Entwurf projektbezogene Anmerkungen und Ergänzungen der Stellungnahmen in die jeweiligen Projektsteckbriefe eingearbeitet. Darüber hinaus wurde in den Stellungnahmen zu Kapitel 3 auf folgende übergeordnete Themen Bezug genommen:

- ***Bündelungsgebot:*** *Einige Stellungnahmen haben auf das Bündelungsgebot verwiesen bzw. angemerkt, Bündelungsoptionen zu prüfen. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) weisen darauf hin, dass der etwa in § 2 Abs. 2 Nr. 2 des Raumordnungsgesetzes und in § 1 Abs. 5 S. 3 des Bundesnaturschutzgesetzes enthaltene sowie von der Rechtsprechung (vgl. Bundesverwaltungsgericht, Urteil vom 15.12.2016, Az. 4 A 4.15, Rn. 35) bestätigte Grundsatz der Bündelung bei den Planungsverfahren Berücksichtigung findet.*
- ***Trassierung:*** *Einige Stellungnahmen geben an, dass durch den Ausbau der Offshore-Netzanbindungssysteme lokal/regional räumliche Belastungsgrenzen erreicht werden und dass die weitere Nutzung dieser Räume im Zuge des weiteren Ausbaus abgelehnt wird. Die ÜNB weisen darauf hin, dass der NEP schematisierte räumliche Darstellungen enthält, mit denen keine Aussage über spätere Trassenverläufe verbunden ist. Diese festzulegen, ist Aufgabe der nachfolgenden Planungs- und Genehmigungsverfahren.*
- ***Sektorenkopplung und Gesamtkonzept zur Anbindung der Offshore-Windenergie:*** *Einige Stellungnahmen haben das Thema Sektorenkopplung angeführt und würden eine Darstellung eines Gesamtkonzeptes zur Anbindung der Offshore-Windenergie begrüßen. Die ÜNB weisen darauf hin, dass im zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) Ausführungen zur Sensitivität des North Sea Wind Power Hubs (NSWPH) enthalten sind. Der NSWPH stellt ein Gesamtkonzept zur Anbindung der Offshore-Windenergie dar. Das Programm des NSWPH könnte langfristig die Integration von Gas-, Strom- und Wärmesektoren durch Power-to-X-Umwandlung ermöglichen.*
- ***Planung- und Realisierung:*** *Insbesondere von Seiten der Verbände wurden lange Planungsdauern und Realisierungszeiträume von Offshore-Projekten adressiert und eine regelmäßige Prüfung von Beschleunigungspotenzialen empfohlen.*
- ***Synchronisation NEP und Flächenentwicklungsplan:*** *Die Bearbeitungszeiträume des NEP und des Flächenentwicklungsplan (FEP) für die Offshore-Windenergienutzung überschneiden sich zeitlich. So lag der FEP 2020 am 18.12.2020 vor und damit kurz vor der Fertigstellung des ersten Entwurfs des NEP 2035 (2021). Vor diesem Hintergrund konnten im ersten Entwurf des NEP nicht alle Vorgaben des FEP 2020 abgebildet werden. Die ÜNB haben im vorliegenden zweiten Entwurf des NEP den FEP 2020, soweit dies möglich war, integriert.*
- *In einigen Stellungnahmen teilten die Konsultationsteilnehmer die Sichtweise der ÜNB und wiesen auf eine Prüfung und* ***Nutzung der Ausbaupotenziale in der Ostsee*** *hin, insbesondere in den Gebieten des Küstenmeeres. Darüber hinaus wurde auch der Ansatz, weitere Potenziale über die kooperative Nutzung von Offshore-Windenergie zu erschließen, begrüßt und empfohlen, die noch offenen Fragen für eine derartige gemeinsame Meeresraumnutzung über Pilotprojekte und einen nationalen Diskussionsprozess zeitnah aufzuklären.*
- ***Offshore-Ausbauziele nach Windenergie-auf-See-Gesetz:*** *Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetz und anderer Vorschriften am 10.12.2020 wurde der Ausbau der Offshore-Windenergie auf 20 GW bis 2030 und 40 GW bis 2040 gesetzlich fixiert. Der am 26.06.2020 durch die Bundesnetzagentur bestätigte Szenariorahmen zum NEP 2035 (2021) bildet den gesetzlich fixierten Ausbau somit ab.*

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

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 Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie 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 Windenergie-auf-See-Gesetz (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 Ausbaupfads 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,

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

- 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,
- 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.

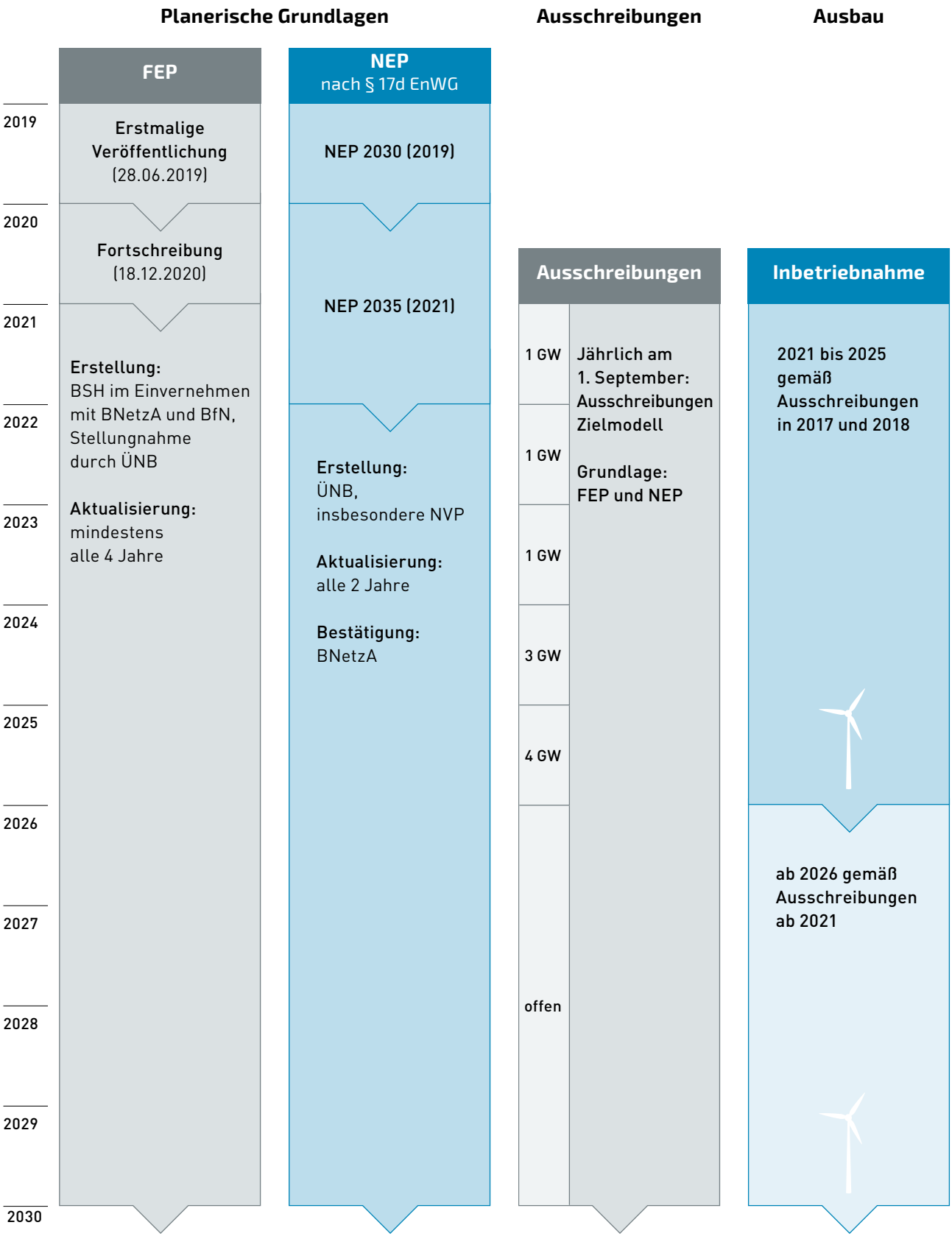
Sonderregelungen bestehen für die sogenannten sonstigen Energiegewinnungsbereiche und Pilotwindenergieanlagen auf See. Bei Pilotwindenergieanlagen auf See handelt es sich um die jeweils ersten drei Windenergieanlagen auf See eines Typs, mit denen nachweislich eine wesentliche, weit über den Stand der 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



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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 ***zweiten*** 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 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.

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 Szenariorahmen 2035 (2021) genehmigten Szenarien die erforderlichen Offshore-Netzanbindungssysteme auf.

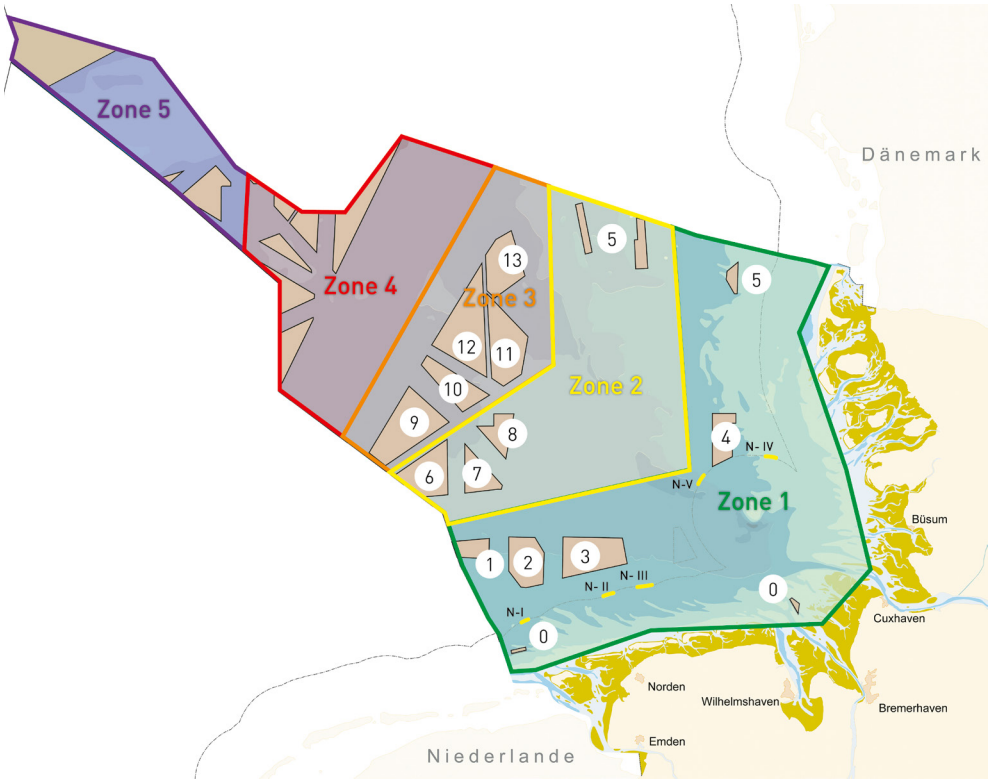
Offshore-Netzanbindungssysteme umfassen alle Anlagengüter von der Schnittstelle zwischen Offshore-Windpark-Betreiber und ÜNB bis zu den NVP an Land, einschließlich der jeweils zur Errichtung und zum Betrieb der Anbindungsleitungen erforderlichen technischen und baulichen Nebeneinrichtungen. Dies umfasst 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-***Netzanbindungssysteme*** erforderlich sind.

3.2.1 *Planerische*, technische und zeitliche Rahmenbedingungen

Entfernungszonen

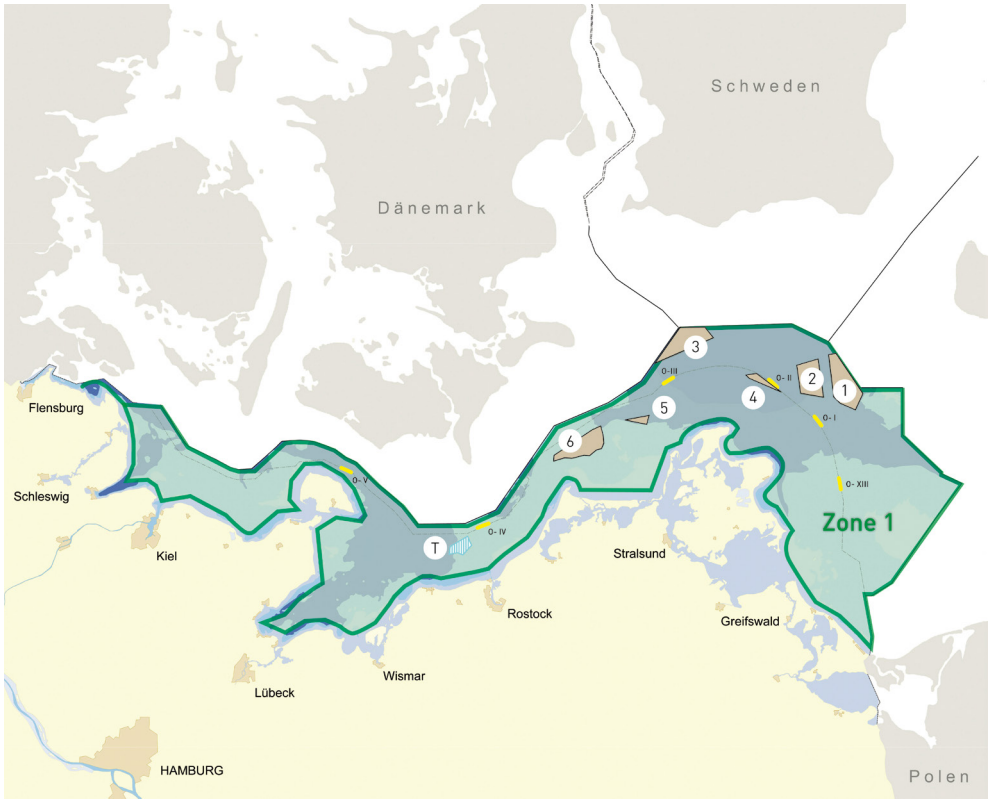
Im Rahmen der ehemaligen Zuständigkeit zur zeitlichen Staffelung der Netzanbindungssysteme, letztmalig im Offshore-Netzentwicklungsplan 2030 (Version 2017) durchgeführt, hatten die ÜNB vier Kriterien entwickelt, um einen effizienten Offshore-Netzausbau sicherzustellen. Das Kriterium 1 (Küstenentfernung) stellte auf die direkte Abhängigkeit zwischen der Küstenentfernung des anzubindenden Gebiets und den erforderlichen Investitionen für die Netzanbindung ab. Daher wurde für eine sinnvolle Staffelung eine Aufteilung der Bereiche der Nord- und Ostsee in Entfernungszonen vorgenommen. Die Zonen weisen eine räumliche Tiefe von etwa 50 bis 100 km auf. Die Nordsee ist hierbei in fünf Entfernungszonen eingeteilt worden (siehe Abbildung 16), während die Ostsee aufgrund ihrer geringeren räumlichen Tiefe nur aus einer Zone besteht (siehe Abbildung 17). Das Kriterium der „Räumlichen Nähe zur Küste" ist auch im FEP ein Prüfkriterium, daher finden die Entfernungszonen für eine bessere Einteilung und Übersicht des Meeresraumes weiterhin Anwendung im NEP und FEP.

Abbildung 16: Entfernungszonen der Nordsee



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 17: Entfernungszonen der Ostsee



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

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.

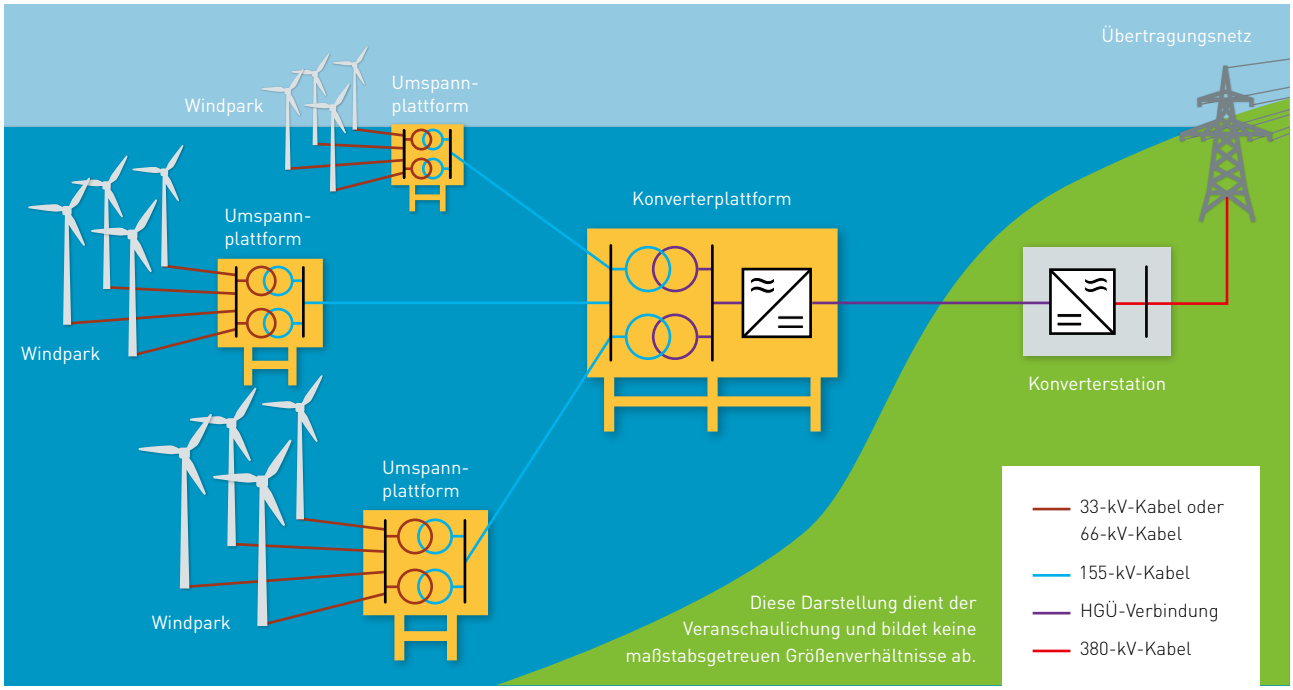
Netzanbindungskonzepte in Nord- und Ostsee

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.

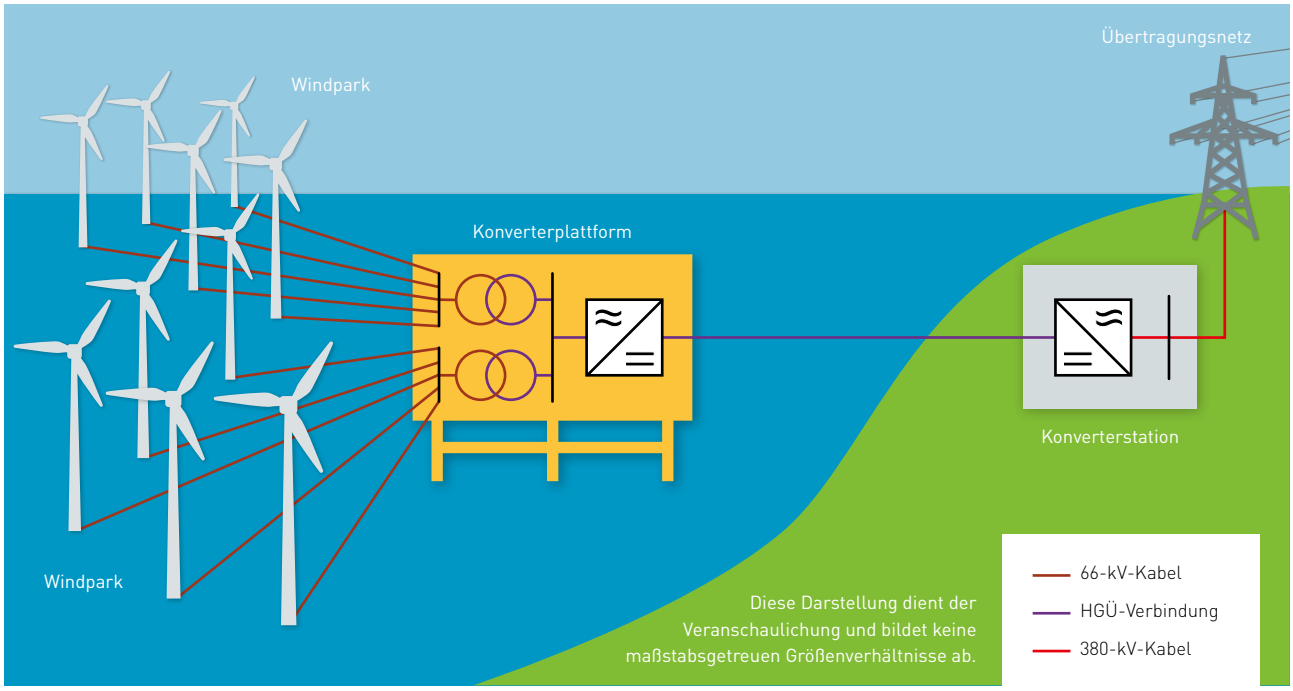
Die folgenden Abbildungen stellen schematisch die beiden Konzepte in der Nordsee und Ostsee dar.

Abbildung 18: Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems mit 155-kV-Anbindungskonzept



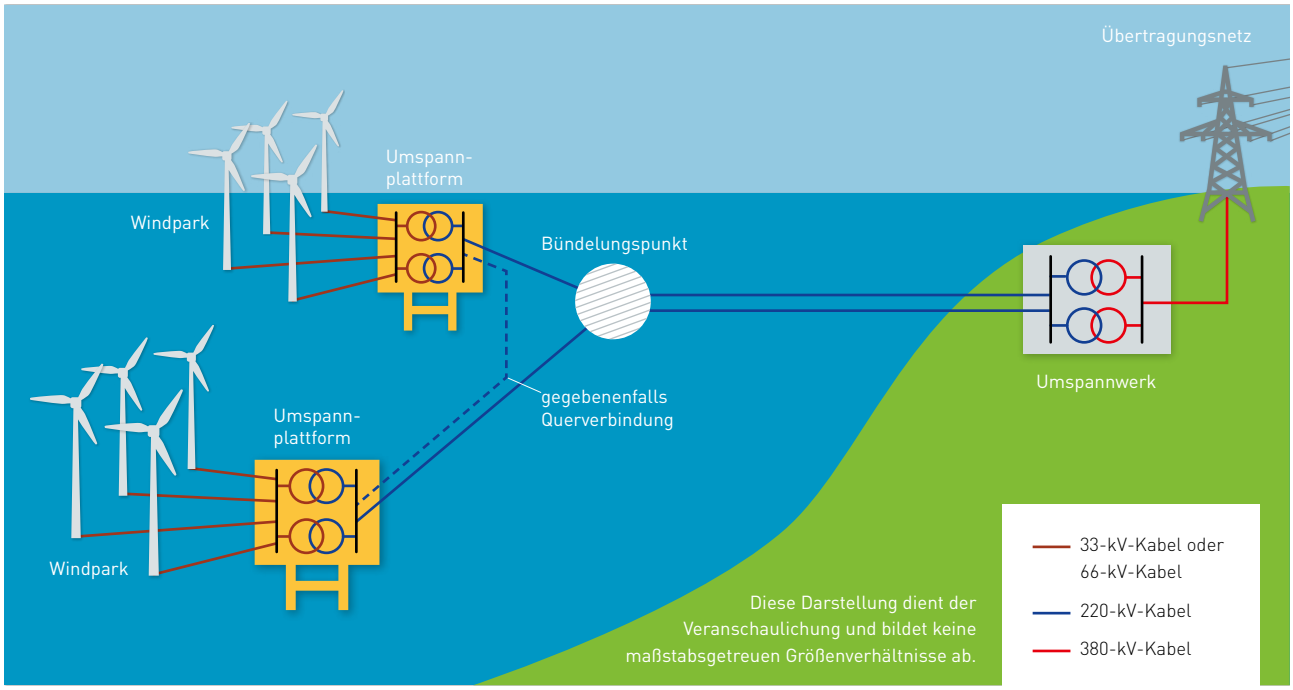
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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



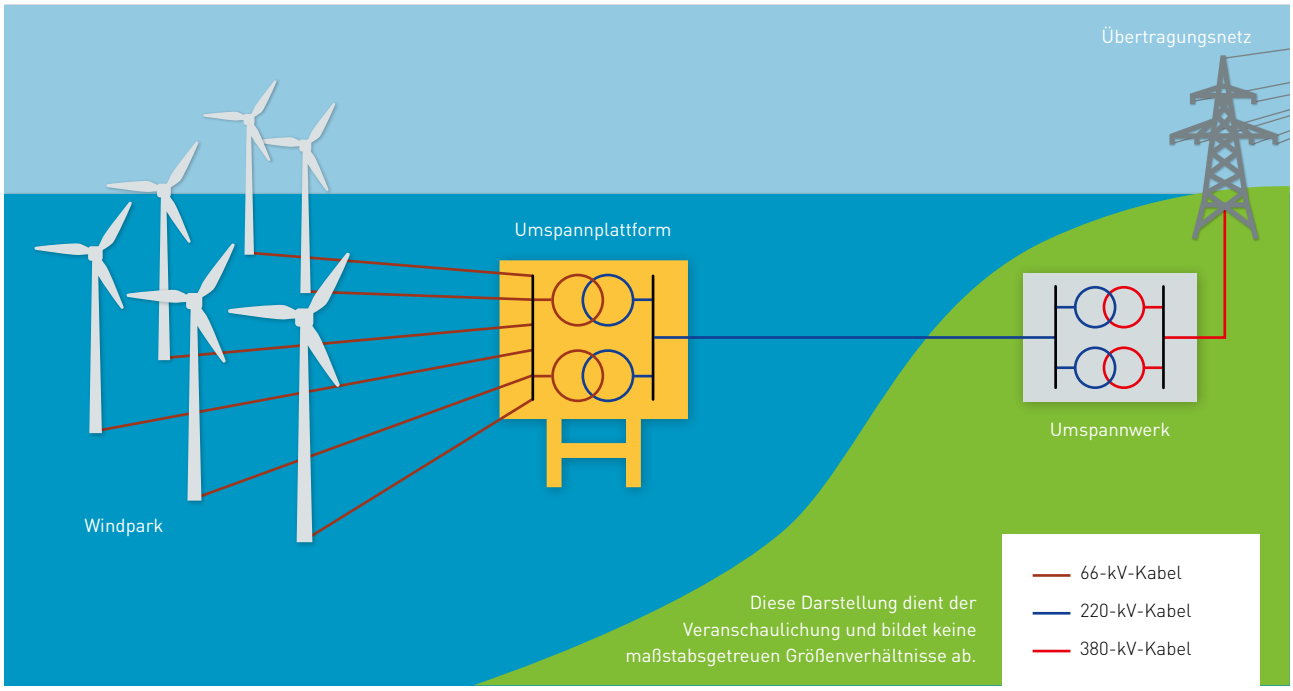
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 20: Schematische Darstellung eines AC-Netzanbindungssystems über eine Umspannplattform des OWP



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 21: 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 Monate erhöhen. Für die sich daran anschließende Phase der Errichtung eines DC-Netzanbindungssystems wird derzeit von 60 Monaten ausgegangen; ***für die ersten DC-Netzanbindungssysteme mit einer Systemspannung von 525 kV kann sich diese auf bis zu 72 Monate erhöhen.*** 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 *Ist- und* Start-Offshorenetz

Das Ist-Offshorenetz beinhaltet alle bereits betriebsbereiten Offshore-Netzanbindungssysteme, während das Start-Offshorenetz alle Offshore-Netzanbindungssysteme berücksichtigt, mit deren Realisierung (Beginn der Umsetzung) gemäß Offshore-Netzentwicklungsplan bzw. NEP begonnen wurde. Die Offshore-Netzanbindungssysteme beim Ist- und Start-Offshorenetz werden bei der Erstellung des NEP als gegeben unterstellt und deren Erforderlichkeit wird nicht erneut untersucht. 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-Offshorenetz der Nordsee und der Ostsee. Eine detaillierte Abbildung der Startnetzmaßnahmen befindet sich in den jeweiligen Projektsteckbriefen im Anhang des NEP.

Tabelle 9: Ist- und Start-Offshorenetz Nordsee

Projekt	Bezeichnung des Projekts	Netzverknüpfungspunkt	Übertragungsleistung in MW	*Status*
NOR-0-1	AC-Netzanbindungssystem NOR-0-1 (Riffgat)	Emden/Borßum	113	*In Betrieb*
NOR-0-2	AC-Netzanbindungssystem NOR-0-2 (Nordergründe)	Inhausen	111	*In Betrieb*
NOR-1-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-1-1 (DolWin5)	Emden/Ost	900	*In Realisierung*
NOR-2-1	AC-Netzanbindungssystem (alpha ventus)	Hagermarsch	62	*In Betrieb*
NOR-2-2	DC-Netzanbindungssystem NOR-2-2 (DolWin1)	Dörpen/West	800	*In Betrieb*
NOR-2-3	DC-Netzanbindungssystem NOR-2-3 (DolWin3)	Dörpen/West	900	*In Betrieb*
NOR-3-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-3-1 (DolWin2)	Dörpen/West	916	*In Betrieb*
NOR-3-3	DC-Netzanbindungssystem NOR-3-3 (DolWin6)	Emden/Ost	900	*In Realisierung*
NOR-4-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-4-1 (HelWin1)	Büttel	576	*In Betrieb*
NOR-4-2	DC-Netzanbindungssystem NOR-4-2 (HelWin2)	Büttel	690	*In Betrieb*
NOR-5-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-5-1 (SylWin1)	Büttel	864	*In Betrieb*
NOR-6-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-6-1 (BorWin1)	Diele	400	*In Betrieb*
NOR-6-2	DC-Netzanbindungssystem NOR-6-2 (BorWin2)	Diele	800	*In Betrieb*
NOR-7-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-7-1 (BorWin5)	Garrel/Ost	900	*In Realisierung*
NOR-8-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-8-1 (BorWin3)	Emden/Ost	900	*In Betrieb*

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

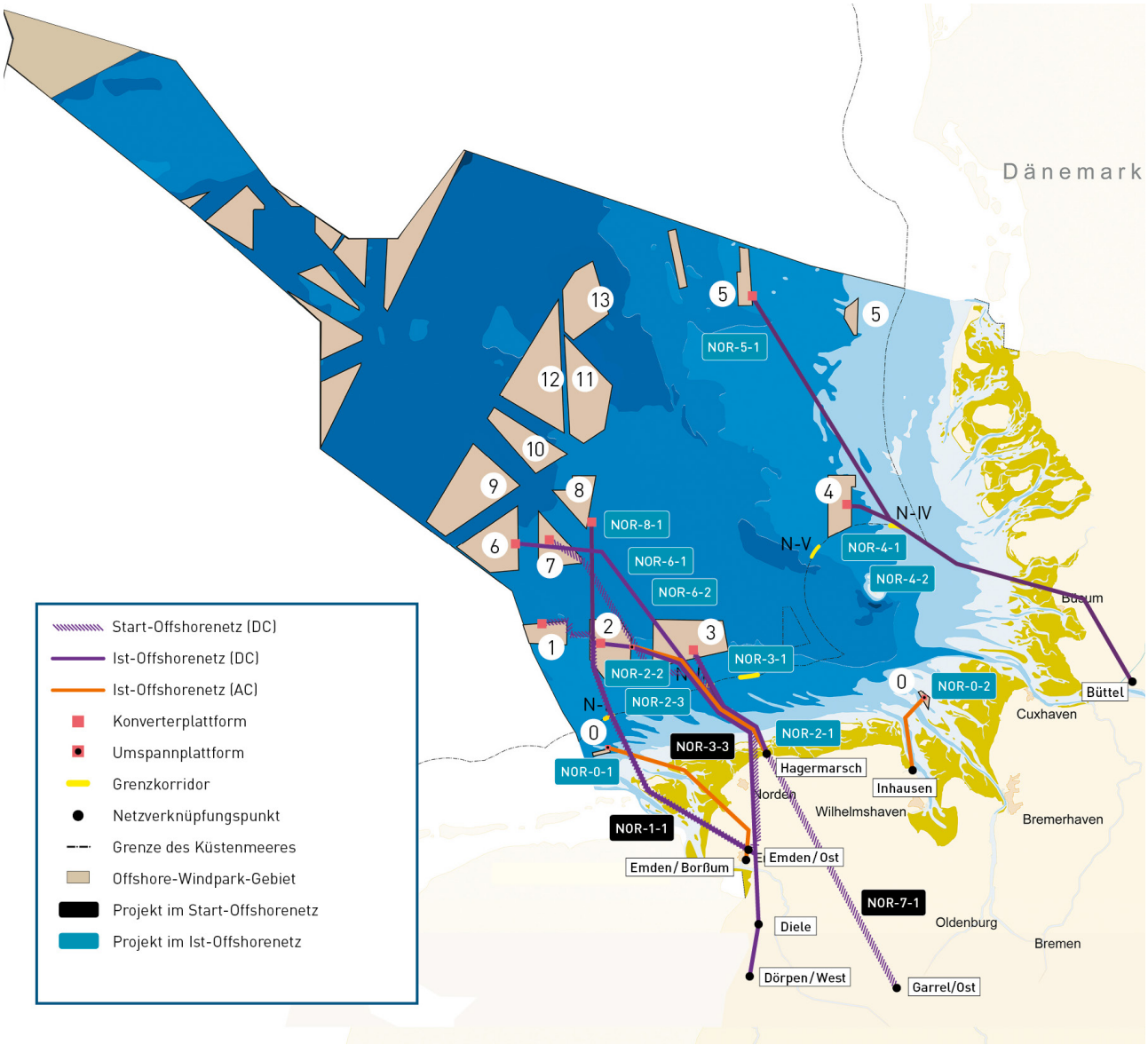
Tabelle 10: Ist- und Start-Offshorenetz Ostsee

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

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

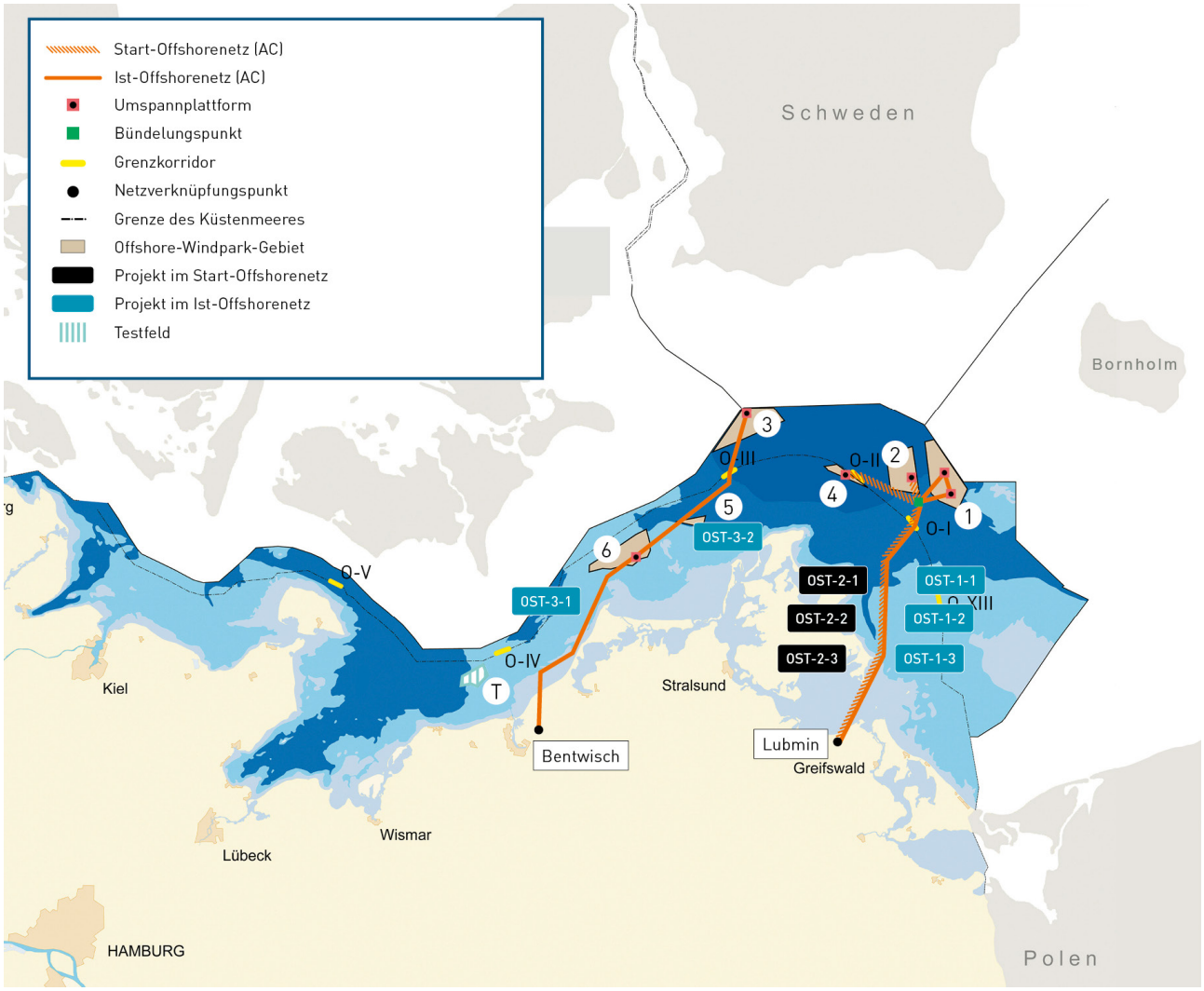
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 22: Ist- und Start-Offshorenetz Nordsee



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 23: Ist- und 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	***29,6*** (31,6)	37,6
Ostsee	2,4			
Summe	28,0	30,0	***32,0*** (34,0)	40,0

Quelle: Bundesnetzagentur: Genehmigung des Szenariorahmens 2021 – 2035

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[17]. 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-Offshorenetzes 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.

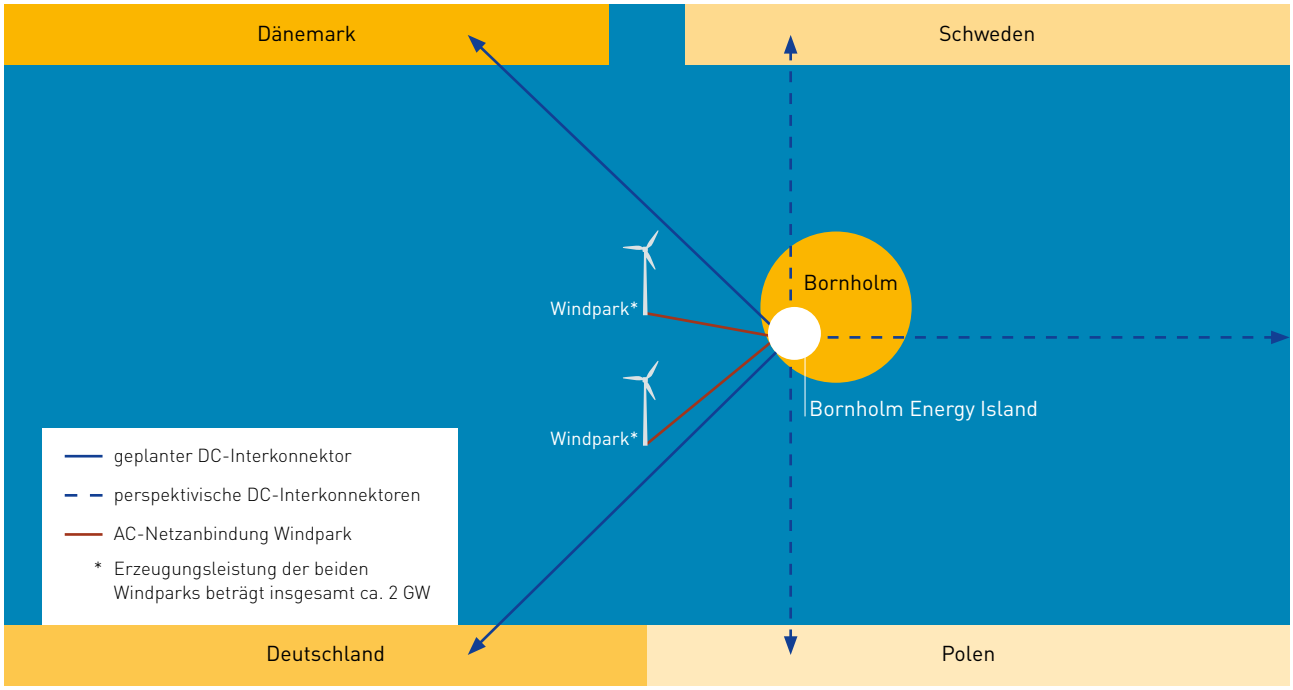
In der Genehmigung des Szenariorahmens hat die BNetzA den ÜNB die Möglichkeit eingeräumt, die Vorgaben zu den installierten Erzeugungsleistungen aus Offshore-Windenergie in Nord- und Ostsee anpassen zu können, sofern es sich im Rahmen der Fortschreibung des FEP erweisen sollte, dass weitere Flächen in 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 ***nicht nur*** einen effizienten und wirtschaftlichen Beitrag zur Erreichung der ***deutschen*** Offshore-Ausbauziele leisten***, sondern auch die der Europäischen Union.***

Zur Realisierung der europäischen Offshore-Potenziale in der Ostsee haben im September 2020 die Ostsee-Anrainerstaaten eine gemeinsame Erklärung zur Kooperation bei Offshore-Windenergieprojekten unterzeichnet in deren Folge die Ostsee-Anrainer-ÜNB im Dezember 2020 die „Baltic Offshore Grid Initiative" gegründet haben. In einem ersten konkreten Schritt zur Umsetzung dieser Ziele haben im Dezember 2020 Deutschland und Dänemark sowie im Januar 2021 50Hertz und der dänische Netzbetreiber Energinet für die Zusammenarbeit und zu Voruntersuchungen im Rahmen des Projekts „Bornholm Energy Island" Absichtserklärungen unterschrieben. Bornholm Energy Island ist ein hybrides Interkonnektor-Projekt, das zum einen die Handelskapazität erhöht und zum anderen gleichzeitig die Anbindung von bis zu 2 GW Offshore-Erzeugungsleistung ermöglicht, um auch Offshore-Potenziale außerhalb der deutschen AWZ zu erschließen. In weiteren Ausbaustufen könnte das Projekt unter Einbeziehung weiterer Ostsee-Anrainerstaaten zum weltweit ersten Offshore-Energie-Hub unter Nutzung der natürlichen Insel Bornholm in Dänemark ausgebaut werden (siehe Abbildung 24). 50Hertz beabsichtigt das Projekt im Rahmen des Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2022 und NEP 2023 weiter zu verfolgen und zu konkretisieren.

17 Die Kapazität zur Aufnahme von offshore-erzeugtem Strom am NVP Heide/West ist auf eine Übertragungsleistung der entsprechenden Offshore-Netzanbindungssysteme von 4 GW beschränkt.

Abbildung 24: Bornholm Energy Island



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die ÜNB weisen in Bezug auf die Realisierbarkeit des *im NEP* 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

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/ZwY.

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 25 bis 29 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 25 bis 29 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.

Für die Gebiete N-11, N-12 und N-13 in der Zone 3 der deutschen AWZ erfolgt eine Festlegung der voraussichtlich zu installierenden Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie zudem erst in der nächsten Fortschreibung des FEP. Gemäß der informatorischen Darstellung im FEP 2020 wird für diese Gebiete eine voraussichtliche Leistung von 8 bis 10 GW prognostiziert. Die ÜNB gehen für den NEP 2035 (2021) davon aus, dass die Gebiete N-11, N-12 und N-13 insgesamte eine Erzeugungsleistung von 10 GW aufweisen und entsprechend durch fünf 2-GW-Netzanbindungssysteme erschlossen werden.

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 (DolWin4)	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	***2023*** / Q3 2029	***2023*** / Q3 2029	***2023*** / Q3 2029	***2023*** / Q3 2029
NOR-9-2	M236	HGÜ-Verbindung NOR-9-2 (BalWin3)	Wilhelmshaven 2 (TenneT)	ca. 250	2.000	***2023***** / Q3 2030	***2023***** / Q3 2030	***2023***** / Q3 2030	***2023***** / Q3 2030
NOR-10-1	M231	HGÜ-Verbindung NOR-10-1 (BalWin2)	Unterweser (TenneT)	ca. 270	2.000	***2023***** / Q3 2030	***2023***** / Q3 2030	***2023***** / Q3 2030	***2023***** / Q3 2030
NOR-11-1	M39	HGÜ-Verbindung NOR-11-1 (LanWin3)	Westerkappeln (Amprion)	ca. 370	2.000	2028 / 2033 ****	2028 / 2033 ****	2028 / 2033 ****	2028 / 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)	***Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede*** (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 / 2032*** ****	***2027 / 2032*** ****	***2027 / 2032*** ****
NOR-x-1 (Zone 4)	M284	HGÜ-Verbindung NOR-x-1 (Zone 4)	***Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede*** (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)	***Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede*** (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.

*** *Aufgrund der Vergleichbarkeit der 2-GW-Netzanbindungssysteme NOR-9-1, NOR-9-2 und NOR-10-1 sowie des größtenteils parallelen Trassenverlaufs der beiden Netzanbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-10-1 ist eine zeitgleiche Verhandlung und Vergabe dieser drei Netzanbindungssysteme ein mögliches Szenario, um mögliche Synergien zu nutzen und Risiken zu minimieren.*

**** 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

Für die Reihenfolge der Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes in der Nordsee (Tabelle 14) für die Offshore-Netzanbindungssysteme aus Zone 3 mit einer Fertigstellung nach dem Jahr 2030 haben die ÜNB teilweise zwei Reihenfolgen dargestellt. Dies betrifft die nachfolgenden Netzanbindungssysteme: NOR-12-1, NOR-12-2, NOR-11-1, NOR-11-2 und NOR-13-1. Die ÜNB haben zunächst angenommen, dass die Offshore-Netzanbindungssysteme (NOR-11-2, NOR-11-1 und NOR-13-1), welche bereits im NEP 2030 (Version 2019) vorbehaltlich für den Zeitraum nach 2030 bestätigt worden sind, vorrangig realisiert werden. Die alternative Nennung von Offshore-Netzanbindungssystemen basiert auf dem informatorischen Anhang des FEP 2020. Gemäß des informatorischen Anhangs des FEP 2020 werden die Offshore-Netzanbindungssysteme in der Reihenfolge NOR-12-1, NOR-12-2, NOR-11-1 und NOR-13-1 gelistet. Das Offshore-Netzanbindungssystem NOR-11-2 ist gemäß des informatorischen Anhangs des FEP 2020 in Abhängigkeit der insgesamt in den Gebieten N-11 bis N-13 voraussichtlich zu installierenden Leistung als gegebenenfalls erforderlich ausgewiesen. Die Reihenfolge und die Anzahl der anzubindenden Flächen in den Gebieten N-11 bis N-13 in Zone 3 der AWZ der Nordsee wird Bestandteil der nächsten Fortschreibung des FEP sein und unterliegt daher zum jetzigen Zeitpunkt Unsicherheiten.

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-T-1***	M85	AC-Verbindung *OST-T-1*** (Testfeld)	Suchraum Gemeinde Papendorf (50Hertz)	ca. 40	300	---- / ---- ***	---- / ---- ***	---- / ---- ***	---- / ---- ***

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

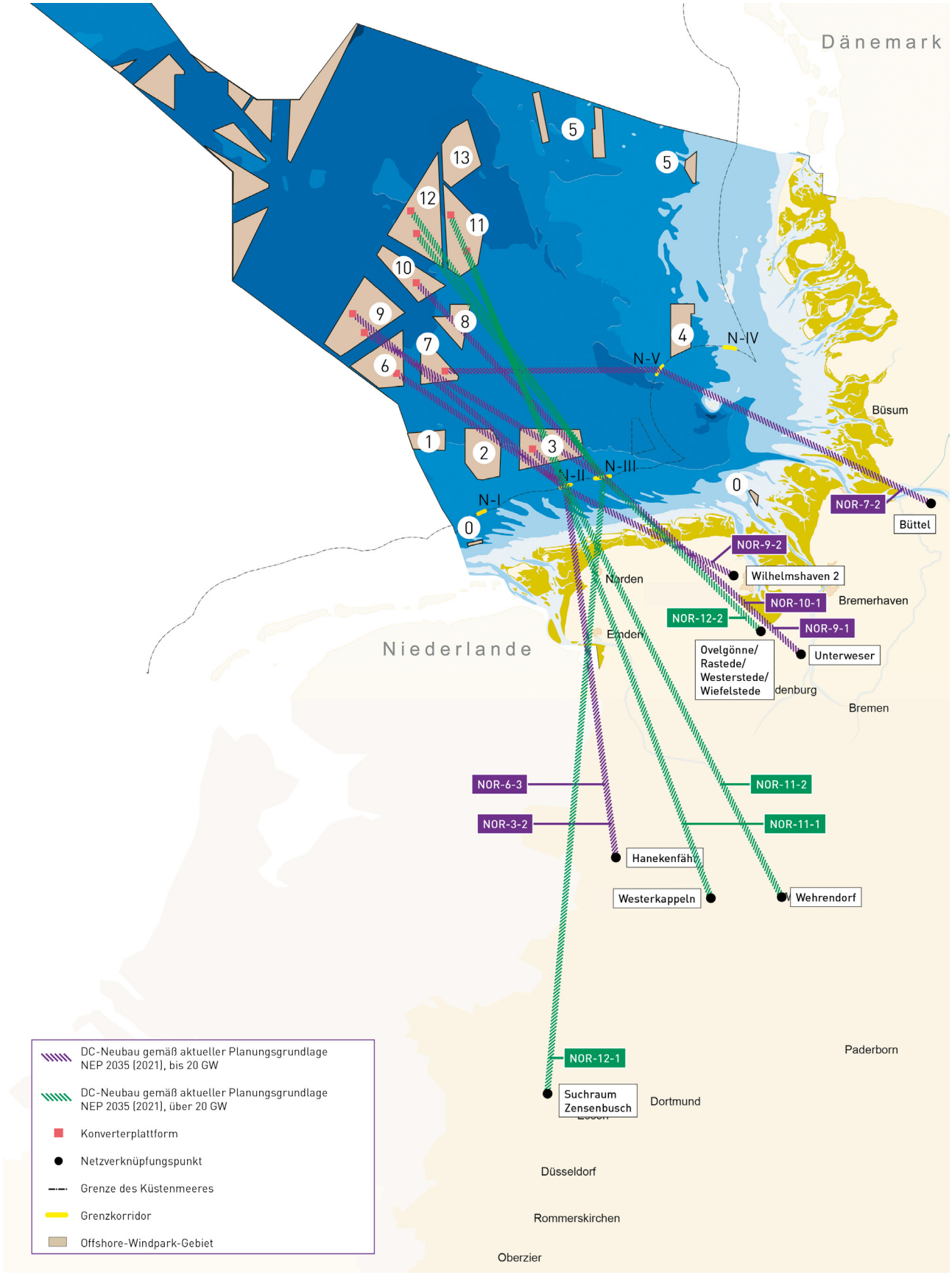
** *Das Projekt firmierte bisher unter dem Projektnamen OST-7-1. Die Anpassung in OST-T-1 erfolgt unter Berücksichtigung des FEP 2020, in dem das ehemalige Gebiet O-7 als „Testfeld in Prüfung" ausgewiesen wird. Grund hierfür ist § 5 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 lit. a WindSeeG, wonach Testfelder „außerhalb von Gebieten" festgelegt werden können.*

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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

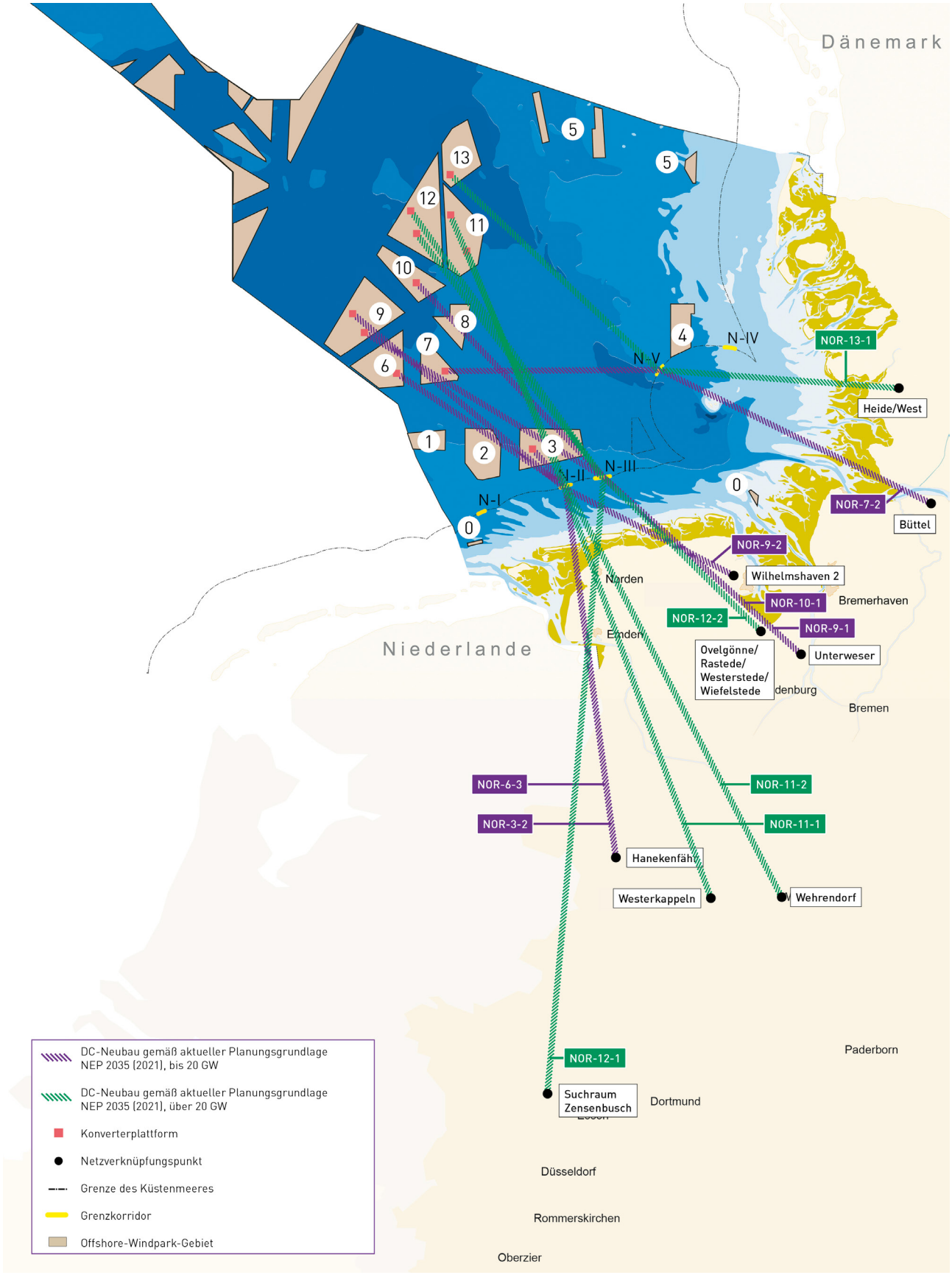
Die nachfolgenden Karten des Zubaunetzes bilden die Ausbaumaßnahmen des Offshorenetzes schematisch ab und dienen lediglich der Orientierung. Die exakten Trassenverläufe werden im Rahmen der öffentlich-rechtlichen Genehmigungsverfahren festgelegt. Für die Systeme NOR-3-2 (DolWin4), NOR-6-3 (BorWin4), NOR-7-2 (BorWin6), NOR-9-1 (BalWin1), NOR-9-2 (BalWin3), NOR-10-1 (BalWin2) und OST-1-4 (Ostwind 3) kann die jeweilige räumlich festgelegte Trasse in der AWZ dem FEP 2020 entnommen werden.

Abbildung 25: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in A 2035



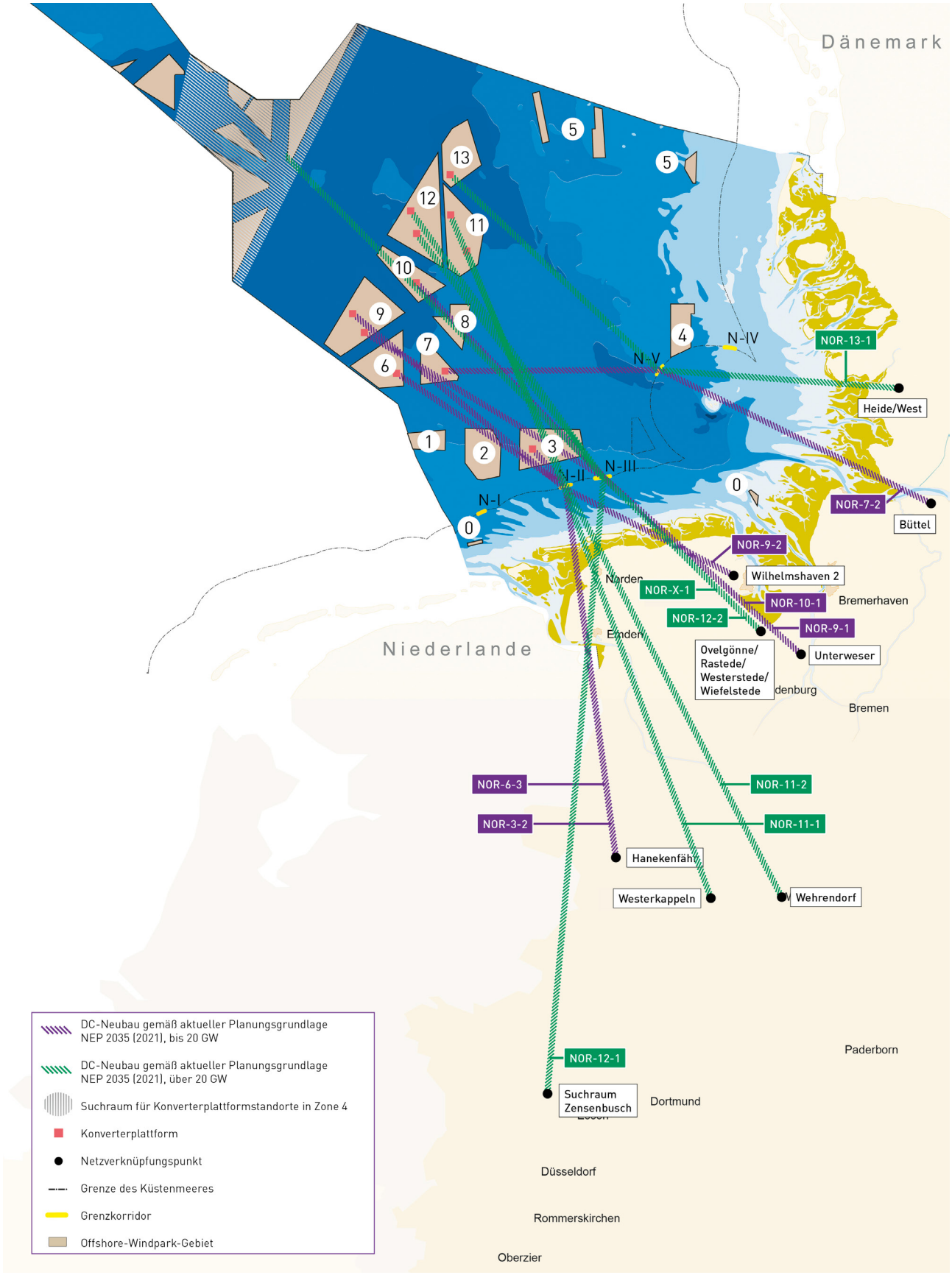
Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 26: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in B 2035



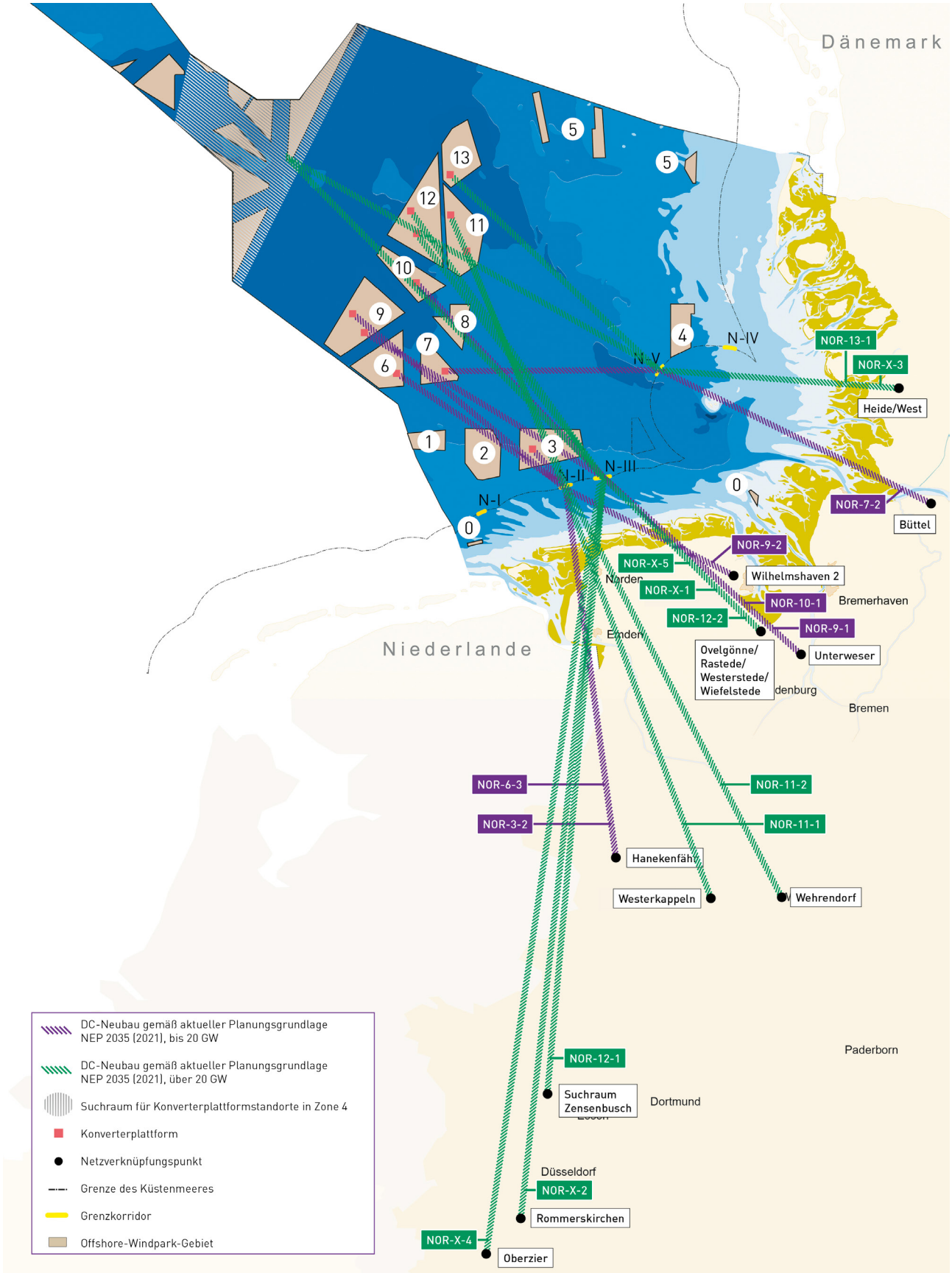
Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 27: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in C 2035



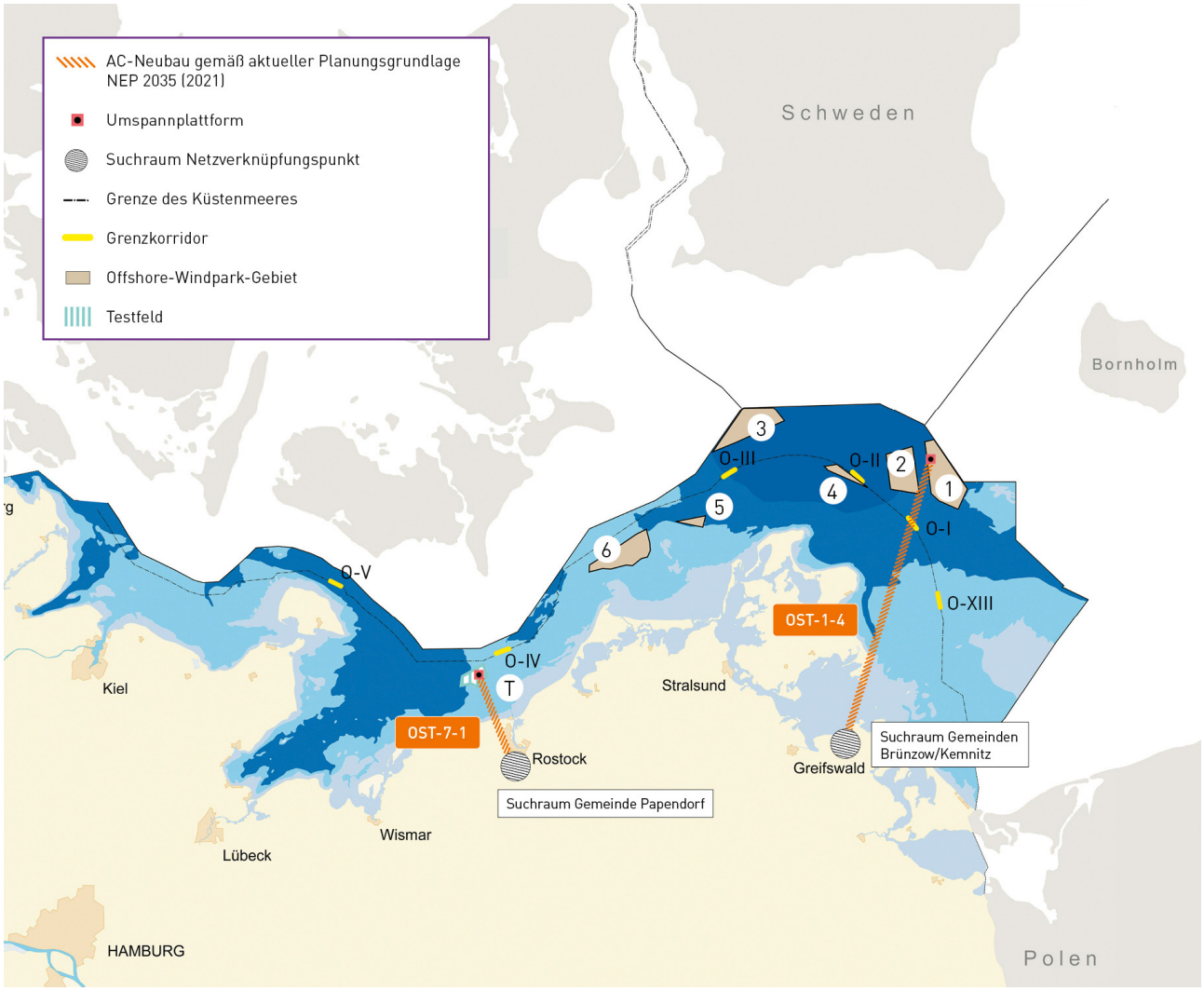
Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 28: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in B 2040



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 29: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Ostsee in A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

3.2.4 Investitionsvolumen des Offshore-Netzausbaubedarfs

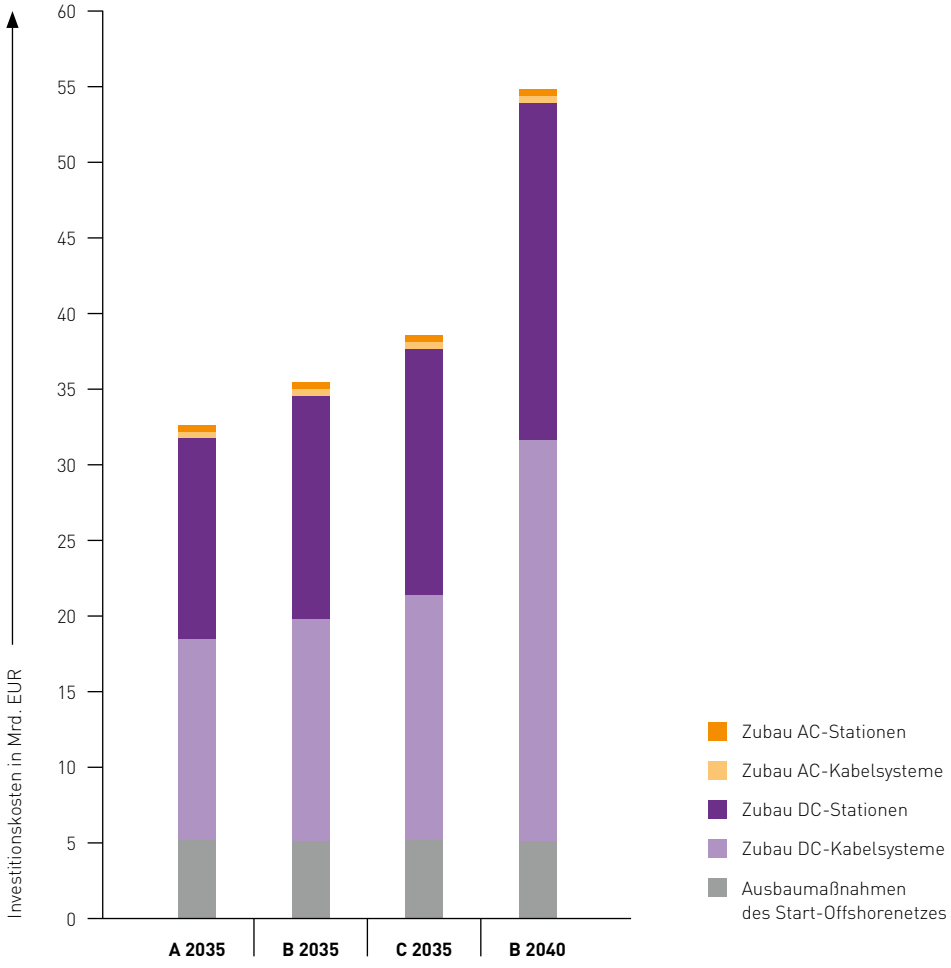
Bei allen im Folgenden dokumentierten Investitionsplanungen handelt es sich für das Zubau-Offshorenetz um Hochrechnungen auf Basis gegenwärtiger Personal-, Material- und Logistikkosten. Die in Tabelle 16 und 17 ausgewiesenen Schätzungen für Anschaffungs- und Herstellungskosten für einzelne Komponenten 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 31 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 ***sich in der Realisierung befindenden*** 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 30: 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 *(inkl. metallischem Rückleiter)***	4,0	Mio. € / km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
DC-Kabelsysteme (landseitig) 525 kV *(inkl. metallischem Rückleiter)***	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

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 31) zu berücksichtigen, die sich aufgrund der örtlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen unterschiedlich stark in den Projekten ausprägen.

Abbildung 31: 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

3.3 Sensitivität North Sea Wind Power Hub[18]

Für das Szenario C 2035 wurde eine Sensitivitätsrechnung durchgeführt, in der die Auswirkungen des **North Sea Wind Power Hubs** (NSWPH) auf das deutsche Höchstspannungsnetz untersucht wurden. Der NSWPH ist ein gemeinsames Programm von TenneT, Energinet und Gasunie zur Entwicklung einer europäischen Infrastruktur für die Integration großer Mengen an Offshore-Windenergie in das Energiesystem. Im Rahmen dieses Programms sollen mehrere Sammelpunkte für Offshore-Windenergie, sogenannte Hubs, in der europäischen Nordsee entstehen. Die Hubs sollen Konverterplattformen herkömmlicher Punkt-zu-Punkt-Offshore-Netzanbindungssysteme ersetzen. Aufgrund der zentralen Lage von Hubs in Gebieten, die für die Nutzung von Offshore-Windenergie seitens der nationalen Regierungen festgelegt werden, werden die umgebenden Offshore-Windparks, analog dem Direktanbindungskonzept bei herkömmlichen Konverterplattformen, direkt an Hubs angeschlossen. Basierend auf diesem sogenannten „Hub-and-Spoke"-Konzept werden ausgehend von dem jeweiligen Hub mittels Multi-Terminal-System (siehe Kapitel 5.1.4) DC-Verbindungen in mehrere Länder („Spokes") geführt. Die DC-Verbindungen können in Zeiten, in denen nicht die volle Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie eingespeist wird, auch für den europäischen Stromhandel genutzt werden.

Der NSWPH ist in der Lage, die Stromsysteme Nordeuropas in einem gut geplanten und koordinierten Netzwerk miteinander zu verbinden und gleichzeitig große Mengen an Offshore-Wind zu erschließen. Folgende Eigenschaften zeichnen den NSWPH aus:

- Multinational: durch die Verbindung mehrerer Länder durch ein „Hub-and-Spoke"-Konzept
- Hybrid: durch die Kombination von Interkonnektivität mit der Anbindung von Offshore-Wind
- Sektorenübergreifend: durch die Integration verschiedener Energiesektoren
- Redundant: durch eine höhere Verfügbarkeit der Netzanbindungen für Offshore-Windparks
- Kosteneffizient: durch Nutzung möglicher Synergieeffekte bei der Integration von Offshore-Windenergie und Erhöhung des „socio-economic welfare" über Ländergrenzen hinweg durch weitere Kopplung von Energiemärkten

18 Das Kapitel 3.3 wurde neu in den zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) aufgenommen. Um die Lesbarkeit zu erleichtern, wurde auf eine kursive Schrift verzichtet.

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).

Der NSPWH ist seit Februar 2020 bei der europäischen Kommission als Project of Common Interest (PCI) gelistet und erhält seit Ende 2020 Unterstützung aus dem europäischen Förderprogramm CEF (Connecting Europe Facility). Weitere Informationen zum NSWPH-Konsortium stehen unter northseawindpowerhub.eu/ zur Verfügung.

Die verschiedenen Modelle, die im Programm des NSWPH analysiert werden, umfassen den sogenannten zentralen Hub („Centralised Hub") und die sogenannten verteilten Hubs („Distributed Hub"). In der Sensitivität wird gemäß dem Projekt 335 des TYNDP 2018 angenommen, dass 12 GW an installierter Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergieanlagen an einen zentralen Hub angeschlossen werden. Von den 12 GW Leistung sind 6 GW in Deutschland, 4 GW in den Niederlanden und 2 GW in Dänemark verortet. Die in Szenario C 2035 angenommene installierte Offshore-Erzeugungsleistung dieser Länder bleibt unverändert. Die in der deutschen AWZ an den Hub angeschlossenen OWP sind Bestandteil der Offshore-Erzeugungsleistung zur Erreichung des Offshore-Ausbauziels von 40 GW in 2040. 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) jeweils ausgehend vom Hub angenommen. Die im genehmigten Szenariorahmen seitens der BNetzA aufgeworfenen vier Fragestellungen zum NSWPH werden im Folgenden beantwortet.

An welchem Standort soll der Hub voraussichtlich realisiert werden?

In der deutschen AWZ gibt es im Allgemeinen mehrere potenzielle Standorte für einen zentralen Hub. Je nach Lage und Zuschnitt der anzuschließenden Offshore-Flächen können OWP unterschiedlicher Größenordnungen an einen NSWPH angeschlossen werden. Voraussetzung für die Realisierung eines NSWPHs in der deutschen AWZ ist die Festlegung großräumiger und räumlich zusammenhängender Gebiete für die Nutzung durch Offshore-Windenergie in der Größenordnung von mindestens 4 bis 6 GW. Die Festlegung solcher Gebiete für die Nutzung durch Offshore-Windenergie unterliegt den entsprechenden nationalen Regierungen bzw. den zuständigen Behörden, in Deutschland ist dies das BSH.

Der im NEP 2035 (2021) betrachtete zentrale Hub ist aufgrund des zeitlichen Planungshorizontes für das Jahr 2035 in Zone 4 der deutschen Nordsee verortet. Eine genauere Positionierung kann mangels finaler Festlegung von Gebieten in Zone 4 erst mit Abschluss der Fortschreibung des Raumordnungsplans (ROP) für die AWZ (voraussichtlich 3. Quartal 2021) erfolgen. Aussagen zu möglichen Standorten eines NSWPH in Zone 4 können erst nach Abschluss der Fortschreibung des FEP final erfolgen. Erst mit dieser Festlegung von Offshore-Flächen in den Gebieten der Zone 4 liegen die wesentlichen Informationen für eine Standortanalyse für einen NSWPH vor (beispielsweise Flächenzuschnitt, voraussichtliche Erzeugungsleistung der OWP).

Derzeit erarbeiten bzw. überarbeiten sowohl die Niederlande als auch Dänemark ihre jeweiligen (Raumordnungs-) Pläne für die zukünftige räumliche Nutzung der jeweiligen AWZ. Falls an einen Hub, welcher sich in der deutschen Nordsee befindet, OWP aus benachbarten AWZs angeschlossen werden sollen, ist die genaue Verortung des Hubs zur Minimierung der erforderlichen Trassenlängen erst nach finaler Festlegung von Gebieten und Flächen zur Nutzung durch Offshore-Windenergie in den benachbarten AWZs möglich. Für eine definitive Aussage bedarf es daher nicht nur der weiteren Fortschreibung der Raumordnungspläne in Deutschland, sondern einem ganzheitlichen europäischen Ansatz für die südliche Nordsee.

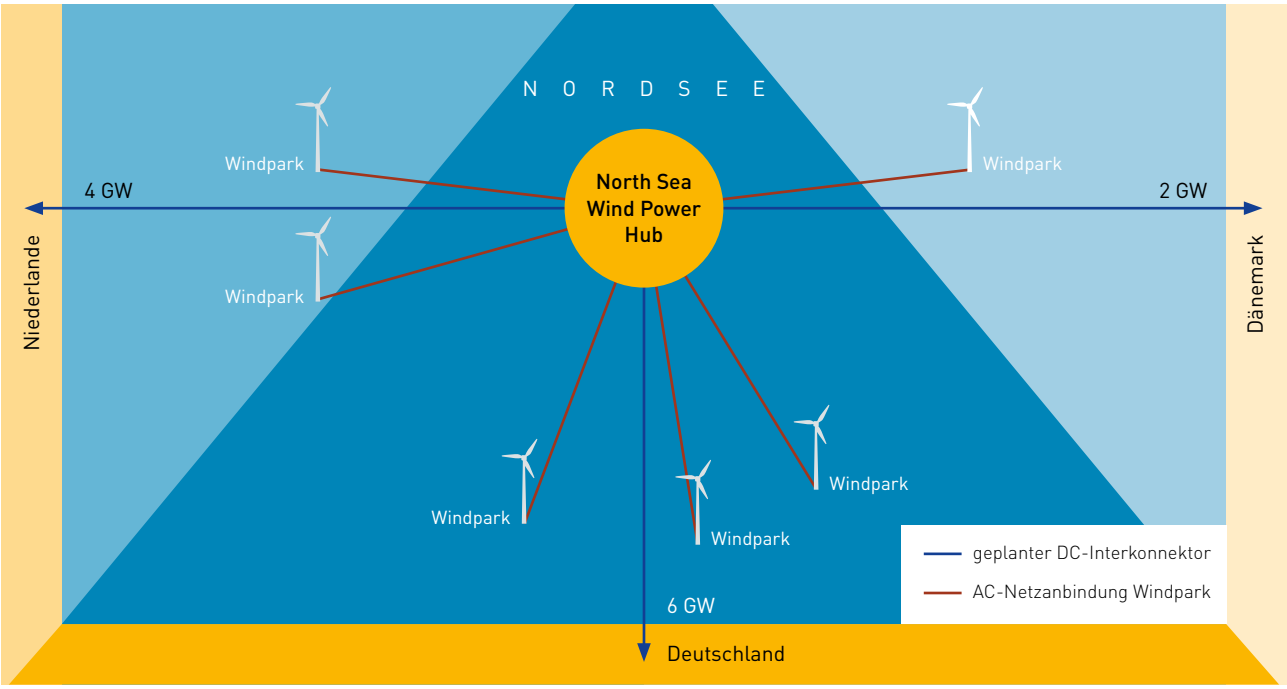
Für die NSWPH-Sensitivität im NEP 2035 (2021) wird der Hub zentral innerhalb der Zone 4 der deutschen AWZ verortet. Dadurch ist sichergestellt, dass einerseits ausreichend „Vorbehaltsgebiete Offshore-Windenergie" gemäß Entwurf des ROP AWZ 2021 als auch potenzielle Offshore-Windparks, welche zukünftig in der dänischen und in der niederländischen AWZ installiert werden könnten, in unmittelbarer Nähe zu diesem Hub möglich sind.

Die Trassenführung der Anbindungsleitungen des Hubs in Richtung Deutschland wird die „Vorbehaltsgebiete Leitungen" aus dem finalen ROP AWZ 2021 und zukünftiger Festlegungen im FEP berücksichtigen. Die Leitungen des Hubs stehen hier nicht in Konkurrenz zu herkömmlichen Offshore-Netzanbindungssystemen, da der Hub deren Leitungen substituiert und mit einem zusätzlichen Nutzen (Interkonnektivität) versieht. Für die grenzüberschreitende Anbindung von OWP in Dänemark und in den Niederlanden an den Hub in der deutschen AWZ können die bereits im FEP 2020 definierten Trassenkorridore und Grenzkorridore für grenzüberschreitende Stromleitungen herangezogen werden.

In welchem Umkreis des geplanten Standortes befinden sich die Offshore-Windparks, die über den geplanten Hub erschlossen werden sollen?

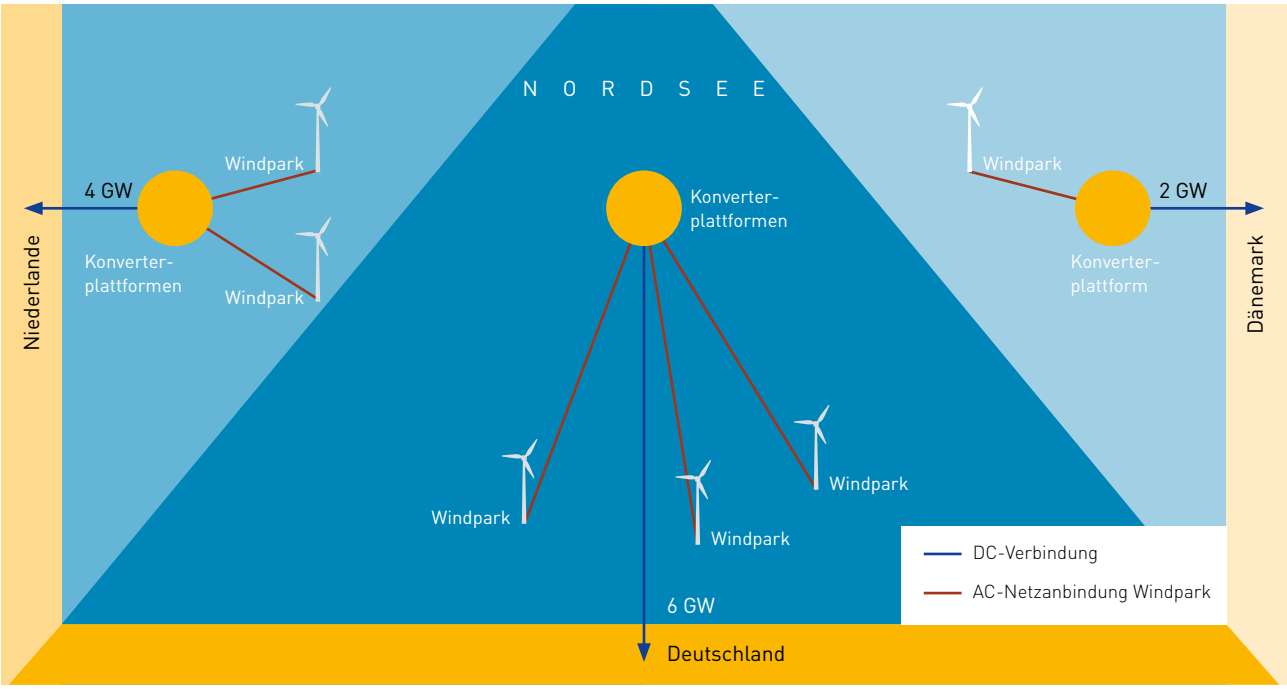
Die OWP werden, analog dem Direktanbindungskonzept bei herkömmlichen Konverterplattformen, direkt beispielsweise mittels 66-kV-AC-Seekabelsystemen an den zentralen Hub angeschlossen. Durch die Verwendung von 66-kV-AC-Kabelsystemen wird der Radius, in dem OWP direkt ohne zusätzliche Blindleistungskompensation an den Hub angeschlossen werden können, in der Regel auf ca. 25 km definiert.

Abbildung 32: Schematische Darstellung des zentralen Hubs und angeschlossenen OWP in DE, NL und DK



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 33: Schematische Darstellung mit konventionellen Anschlusskonzepten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Basierend auf der Realisierung eines NSWPH um das Jahr 2035 und der damit einhergehenden zu erwartenden Steigerung der Erzeugungsleistung der Offshore-Windenergieanlagen ist auch eine Erhöhung der Spannungsebene der Innerparkverkabelung des OWP möglich. Auf diese Weise kann einerseits der Radius um den Hub, in dem Offshore-Windenergieanlagen direkt an den Hub angeschlossen werden können, erhöht werden und gleichzeitig reduziert sich die Anzahl der erforderlichen Kabel des OWP. Für die Modellierung des Hubs im NEP 2035 (2021) findet diese technologische Weiterentwicklung keine Anwendung.

Welches Plattform- bzw. Inselkonzepte soll voraussichtlich zum Einsatz kommen?

Es gibt keine pauschale Lösung der Gründungsstruktur für einen Hub. Die Gründungsstruktur ist unter anderem abhängig von folgenden Kriterien:

- Räumliche Dimensionen des Hubs basierend auf der Größe der anzuschließenden Kapazität der einzelnen OWP
- Umweltparameter (z. B. Wellenhöhen, Wassertiefe)
- Bodenverhältnisse am Hub-Standort (z. B. Bodentragfähigkeit, Sedimentstruktur, Beschaffenheit der Meeresbodenoberfläche)
- Genehmigungsfähigkeit
- Wirtschaftliche Aspekte (z. B. Materialauswahl, Materialvolumen, Betriebskonzept)
- Zeitliche Vorgaben der Realisierung des Hubs
- Vorgesehene Installationsmethode des Hubs (z. B. Lifting, Einschwimmen)

Basierend auf den o. g. Kriterien muss projektspezifisch die Wahl einer optimalen Gründungsstruktur erfolgen. Das Konzept des NSWPH basiert auf einem modularen Aufbau, wobei jedes Modul die Möglichkeit bietet jeweils 2 GW Offshore-Erzeugungsleistung aufzunehmen. Die bisherigen Ergebnisse des NSWPH-Programms haben gezeigt, dass für die deutsche Nordsee prinzipiell alle Gründungsstrukturen in Frage kommen. Diese sind:

- Senkkasten („Caisson“)
- Sand-Insel
- Plattform (Pfahlgründung oder Schwerkraftfundament (Beton oder Stahl))

Genaue Aussagen können erst nach umfangreichen Bodenuntersuchungen gemacht werden. Allgemein wird angestrebt sowohl die Kosten als auch die erforderlichen Eingriffe in die Natur entsprechend der tatsächlich anzuschließenden Offshore-Leistungen und der genauen Lage des NSWPH zu optimieren.

Über welche Netzverknüpfungspunkte sollen die drei nach Deutschland führenden Kabel voraussichtlich in das landseitige Übertragungsnetz eingebunden werden?

Die Einbindung von 6 GW Offshore-Erzeugungsleistung aus der deutschen AWZ sowohl in der Sensitivität des NSWPH als auch im Szenario C 2035 in das landseitige Übertragungsnetz muss an den gleichen Netzverknüpfungspunkten erfolgen. Dies ist erforderlich, um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse der Netzanalysen zwischen der Sensitivität des NSWPH und des Szenario C 2035 sicherzustellen. Entsprechend werden die Netzverknüpfungspunkte von drei herkömmlichen 2-GW-Netzanbindungssystemen aus Szenario C 2035 gewählt. Der Hub wird in Deutschland an folgende Netzverknüpfungspunkte mit dem landseitigen Übertragungsnetz verbunden:

- Heide/West (2 GW)
- Suchraum Ovelgönne/Rastede/Westerstede/Wiefelstede (4 GW)

Die Netzverknüpfungspunkte der drei DC-Verbindungen, welche ausgehend vom Hub nach Dänemark (2 GW) und in die Niederlande (2 x 2 GW) geführt werden, entsprechen den im TYNDP 2018 gewählten Netzverknüpfungspunkten: Endrup (DK), Maasvlakte (NL) und Eemshaven (NL).

Kostenbetrachtung

Die Bewertung der durch den NSWPH im NEP 2035 (2021) entstehenden Investitionskosten im Vergleich zur Erschließung derselben Offshore-Flächen mit herkömmlichen Punkt-zu-Punkt-Netzanbindungssystemen erfolgt anhand der wesentlichen Bestandteile:

- 1) DC-Kabelsysteme der ÜNB vom Hub zu den Netzverknüpfungspunkten an Land
- 2) AC-Kabelsysteme des Offshore-Windparks zwischen Offshore-Windparks und Hub
- 3) Hub (Plattform, Senkkasten, Insel)

1) DC-Kabelsysteme der ÜNB vom Hub zu den Netzverknüpfungspunkten

Zu den zusätzlichen Kosten der DC-Kabelsysteme vom Hub zu den landseitigen NVP im Vergleich zu herkömmlichen Punkt-zu-Punkt-Netzanbindungssystemen kann nur der Teil der DC-Kabelsysteme gerechnet werden, welcher aufgrund der Erschließung der Offshore-Flächen mittels Hub zusätzlich erforderlich ist.

Im Endeffekt ergeben sich für die Erschließung der Offshore-Flächen in Zone 4 der deutschen AWZ keine Mehrkosten aufgrund längerer DC-Kabelsysteme für die Umsetzung als Hub. Die vom Hub in Zone 4 der deutschen AWZ angeschlossenen OWP würden ohne einen Hub von mehreren herkömmlichen Netzanbindungssystemen erschlossen werden. Die Länge der Trasse der entsprechenden DC-Verbindungen von diesen Plattformen bis zu den landseitigen NVP ist nahezu identisch mit der Länge der Trasse der DC-Verbindungen von einem zentralen Hub zu den NVP. Aufgrund der zentralen Lage des Hubs innerhalb der Zone 4 der deutschen AWZ könnte die Länge der DC-Verbindungen ggf. sogar geringer ausfallen.

Anders verhält es sich bei Offshore-Netzanbindungssystemen in der dänischen und niederländischen AWZ, die durch einen Hub in Zone 4 der deutschen AWZ ersetzt werden. Für die Integration von OWP aus den Niederlanden (4 GW) und Dänemark (2 GW) in den Hub des NEP 2035 (2021) sind im Vergleich zu herkömmlichen Anbindungen längere DC-Kabelsysteme erforderlich, da die DC-Kabelsysteme ausgehend von dem Hub in Zone 4 der deutschen AWZ in Richtung der Netzverknüpfungspunkte in den Niederlanden und in Dänemark geführt werden und nicht ausgehend von Plattformen herkömmlicher Netzanbindungssysteme, welche in der niederländischen bzw. dänischen AWZ verortet wären. Die Kosten für die DC-Kabelsysteme, welche auch im Falle einer Erschließung der OWP in den Niederlanden und in Dänemark mittels herkömmlicher Netzanbindungssysteme anfallen, werden in der Ermittlung der zusätzlichen Kosten für die DC-Kabelsysteme im Falle der Umsetzung eines Hubs nicht berücksichtigt. Für die NSWPH-Sensitivität wird angenommen, dass sich die an den Hub angeschlossenen OWP in den Niederlanden und in Dänemark direkt angrenzend an die deutsche AWZ und innerhalb eines Radius von 25 km um den Hub befinden. Die hier angenommene maximale Länge der AC-Kabelsysteme zum Direktanschluss der OWP beträgt daher in der Regel ca. 25 km. Unter der Prämisse, dass die substituierte herkömmliche Konverterplattform der ausländischen AWZ sich ebenfalls innerhalb eines Radius von 25 km um den Hub befindet, ergibt sich daraus für die DC-Kabelsysteme in dem hier betrachteten NSWPH, bei ansonsten identischer Kabelführung, eine zusätzliche Länge der Trasse von max. 25 km pro, durch den NSWPH substituierten, herkömmlichen 2-GW-Netzanbindungssystem. In der NSWPH-Sensitivität sind dies zwei 2-GW-Systeme in den Niederlanden und ein 2-GW-System in Dänemark. Basierend auf den pauschalen Kostensätzen für DC-Kabelsysteme in der AWZ mit einer Systemspannung von 525 kV DC ergeben sich somit zusätzliche Kosten für DC-Kabelsysteme in Höhe von max. 300 Mio. €, welche den zusätzlich generierten Nutzen über die Lebensdauer des Hubs gegenübergestellt werden müssen. Kostensenkungspotenzial besteht durch eine optimierte Trassenführung der DC-Verbindungen bei der Realisierung eines zentralen Hubs.

2) AC-Kabelsysteme des Offshore-Windparks zwischen Offshore-Windparks und Hub

Mit der Annahme, dass sich alle an den Hub angeschlossenen OWP, sowohl in Deutschland als auch in den Niederlanden und in Dänemark, in einem Radius von in der Regel ca. 25 km befinden, damit eine direkte Anbindung der OWP ohne zusätzliche Blindleistungskompensation an den Hub möglich ist, entstehen keine signifikanten Differenzkosten für die AC-Kabelsysteme der OWP im Vergleich zu einem Direktanschluss der OWP an herkömmliche Netzanbindungssysteme.

3) Hub (Plattform, Senkkasten, Insel)

Im Vergleich zu herkömmlichen Punkt-zu-Punkt-Netzanbindungen sind Kostensenkungspotenziale aufgrund von etwaigen Synergie-Effekten bei der Realisierung eines zentralen Hubs, welcher große Mengen an offshore-erzeugten Strom an einem Ort bündeln kann, möglich. Daneben sind mögliche Differenzkosten aufgrund von zusätzlichen Anforderungen an die technische Ausgestaltung des Systems zu beachten. Die Kosten für den im NEP 2035 (2021) untersuchten Hub an sich hängen insbesondere von der exakten Verortung in Zone 4 und damit verbunden der Realisierungsform des Hubs ab. Wie oben beschrieben kann die exakte Verortung des Hubs in Zone 4 sowie die konkrete Realisierungsform zum jetzigen Zeitpunkt bisher nicht determiniert werden, sodass im Rahmen des NEP2035 (2021) keine Aussagen zu den resultierenden Investitionskosten des Hubs getroffen werden können. TenneT wird das „Hub-and-Spoke"-Konzept im Rahmen des NSWPH-Programms weiterverfolgen.

Die Kosten-Nutzen-Analyse für den NSWPH erfolgt analog der Analyse für neue Interkonnektoren im NEP. Eine Beschreibung des Verfahrens sowie der in Tabelle 18 genannten Indikatoren befindet sich in Kapitel 5.4. Bei der Bewertung dieser Interkonnektoren wird der Interkonnektor mit der Variante verglichen, dass keine zusätzliche Verbindung (Nullvariante) errichtet wird. Bei der Sensitivität zum NSWPH wird ein anderer Ansatz verfolgt. Hier werden die Vor- und Nachteile einer Anbindung über dem Hub mit herkömmlichen Punkt-zu-Punkt-Anbindungssystemen verglichen. Um sicher zu stellen, dass nur die Unterschiede der Anbindungskonzepte verglichen werden, ist es wichtig, dass alle anderen Randbedingungen unverändert bleiben. Dies betrifft nicht nur die installierten Erzeugungsleistungen der OWP, sondern auch die Einspeiseprofile und die Netzverknüpfungspunkte an Land. Daher wurden diese Parameter für die NSWPH-Sensitivität aus Szenario C 2035 unverändert übernommen.

Tabelle 18: Ergebnisse des Kosten-Nutzen-Vergleichs des NSWPH zu einer konventionellen Anbindung

Ergebnisse des Kosten-Nutzen-Vergleichs auf Basis des Szenarios C 2035								
	Socio-Economic Welfare (SEW) in Mio. € / Jahr	**Änderung CO_2-Ausstoß in kt / Jahr ***	**Intergration erneuerbare Energien in GWh / Jahr**	**Monetarisierung erneuerbare Energien in Mio. € / Jahr**	**Änderung Netzverluste in GWh / Jahr****	**Änderung Netzverluste in Mio. € / Jahr**	**Vermiedener Redispatch in GWh / Jahr*****	**Klimafolgekosten in Mio. € / Jahr******
Marktsimulation	102	–300	500	50	–	–	–	–44
innerdeutscher Redispatch	11	–103	190	19	1.700	96	236	–15
Gesamt	113	–403	690	69	1.700	96	236	–59

* negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes

** positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Netzverluste

*** negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge

**** positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Klimafolgekosten

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Untersuchungsergebnisse zeigen, dass das NSWPH-Konzept verglichen mit konventionellen Anbindungssystemen zusätzliche Benefits generiert. Diese zusätzliche Benefits kommen daher, dass die DC-Anbindungsysteme des Hubs in Zeiten, in denen nicht die volle Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie eingespeist wird, für den europäischen Stromhandel genutzt werden. So steigt der Socio-Economic Welfare (SEW) deutlich an. Auch die Integration von erneuerbaren Energien verbessert sich durch das Hub-Konzept. Dies ist der Haupttreiber dafür, dass dieses Konzept zu einer Reduzierung des CO_2-Ausstoßes beiträgt und somit dazu beiträgt, die Klimafolgekosten zu reduzieren. Anderseits werden die Benefits des NSWPH-Konzeptes durch einen Anstieg der Netzverluste und der damit verbunden Kosten reduziert.

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/ZwY
- 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
- NSWPH-Konsortium: northseawindpowerhub.eu/