

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen
- 3 Marktsimulation
- 4 Offshore-Netz
- 5 Onshore-Netz
- 6 Innovationen
- 7 Übersicht Maßnahmen
- 8 Konsultation
- 9 Zusammenfassung



4 Offshore-Netz

Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren

Im Rahmen der Konsultation zum ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045 (2023) sind vermehrt Hinweise und Anregungen zum Themenkomplex „Offshore“ eingegangen. Der überwiegende Teil der Stellungnahmen hat übergeordnete Themen angesprochen und Erläuterungen zu konkreten Textabschnitten gefordert. Wo passend, wurden daher in diesem zweiten Entwurf Anmerkungen und Ergänzungen mit Bezug zu den Stellungnahmen in die jeweiligen Textabschnitte eingearbeitet. Insbesondere wurden in den Stellungnahmen zu Kapitel 4 auf folgende übergeordnete Themen Bezug genommen, die im Folgenden weiter erörtert werden.

- **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.
- **Bündelung:** In einigen Stellungnahmen wird eine Überprüfung zusätzlicher Bündelungsoptionen gefordert. Die ÜNB weisen darauf hin, dass gemäß § 12b Abs. 3a EnWG eine Verpflichtung besteht, der BNetzA Bündelungsoptionen für neu identifizierte DC-Netzausbaumaßnahmen und den länderübergreifenden landseitigen Teil der Offshore-Anbindungsleitungen zu übermitteln, welche ganz oder weit überwiegend in einem Trassenkorridor, der bereits gemäß § 17 des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz (NABEG) in den Bundesnetzplan – d. h. die Bundesfachplanung wurde bereits abgeschlossen – aufgenommen sind, oder in einem durch Landesplanungen oder nach Landesrecht bestimmten Leitungsverlauf für Erdkabel zur Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung eines weiteren Vorhabens realisiert werden sollen. Weitere Ausführungen zu dem Thema können dem Kapitel 5.2.5 sowie den betreffenden Projektsteckbriefen entnommen werden.
- **Offshore-Ausbauziele nach Windenergie-auf-See-Gesetz:** Mit Inkrafttreten des zweiten Gesetzes zur Änderung des WindSeeG am 28.07.2022 und Inkrafttreten des WindSeeG am 01.01.2023 wurde der Ausbau der Offshore-Windenergie auf mindestens 30 GW bis 2030, mindestens 40 GW bis 2035 und mindestens 70 GW bis 2045 gesetzlich festgelegt. Der am 08.07.2022 durch die BNetzA genehmigte Szenariorahmen zum NEP 2037/2045 (2023) bildet den gesetzlich vorgegebenen Ausbau somit ab.
- **Rückbau und Kompensation von Offshore-Netzanbindungssystemen:** Die ÜNB gehen aufgrund neuer Erkenntnisse der BNetzA in den Szenarien des Zieljahrs 2045 von einem vorzunehmenden Rückbau von ca. 4 GW installierter Erzeugungsleistung aus und kompensieren diesen durch weitere Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) ausschließlich in der Nordsee. Hingegen wird in der informatorischen Darstellung eines langfristigen Ausbaus im Flächenentwicklungsplan von einem erforderlichen, theoretischen Potenzial von ca. 78 GW aufgrund einer Nichtverfügbarkeit von Flächen für Offshore-Windenergie ausgegangen, um stetig mindestens 70 GW Offshore-Leistung an das Übertragungsnetz angeschlossen zu haben. Da diese Annahme derzeit nicht gesichert ist und gemäß den Ergänzungen zum genehmigten Szenariorahmen zum Erreichen eines Nettoausbaus von mindestens 70 GW im Zieljahr 2045 ein Bruttoausbau von ca. 74 GW ausreichend ist, nehmen die ÜNB im zweiten Entwurf des NEP weiterhin einen Rückbau von ca. 4 GW an.
- **Beschleunigung Offshore-Ausbau:** Mit der Ende 2022 beschlossenen EU-Notfallverordnung (EU 2022/2577) und deren Umsetzung im nationalen Recht mit der am 29.03.2023 in Kraft getretenen Novelle des Raumordnungsgesetzes (ROG) wurden gesetzliche Anpassungen und entsprechende Regelungen u. a. im WindSeeG und im EnWG vorgenommen, die die Planungs- und Genehmigungsverfahren für den Ausbau der Offshore-Windenergie vereinfachen und gegebenenfalls beschleunigen.

- **Investitionsvolumen des Offshore-Netzausbaubedarfs:** Das Investitionsvolumen des Offshore-Zubaunetzes umfasst alle Maßnahmen, die zur Erreichung des Ausbauziels für Offshore-Wind von 70 GW bis 2045 notwendig sind. Dieses Investitionsvolumen steht jedoch nicht nur repräsentativ für die Einspeisung von Offshore-Wind in das landseitige Übertragungsnetz. Vielmehr bringen die ONAS ebenso einen umfangreichen Systemnutzen mit sich, der sich über den netzdienlichen Betrieb der nationalen Offshore-Vernetzungen und dem zusätzlichen Potenzial weiterer Interkonnektoren erstreckt. Zudem sorgt das Gesamtkonzept der küstennahen und lastnahen NVP für einen eduzierten, landseitigen Netzausbau, der durch die bedarfsgerechte Verteilung der NVP bedingt wird. Auch wenn das Offshore- und das Onshore-Netz zusammen das Klimaneutralitätsnetz bilden, wird das Investitionsvolumen aufgrund unterschiedlicher Kostenpositionen und zur besseren Nachvollziehbarkeit getrennt ausgewiesen.
- **Anwendbarkeit des NOVA-Prinzips auf den Offshore-Ausbau:** Das NOVA-Prinzip bedeutet Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau. Es enthält für jede der Stufen verschiedene Optionen, die als anderweitige Planungsmöglichkeiten geprüft werden. Allerdings ist die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip für Offshore-Maßnahmen bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit zum jetzigen Zeitpunkt keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Nicht alle in den Stellungnahmen genannten Aspekte fallen in den Regelungsbereich des Netzentwicklungsplans oder haben konkrete Anpassungen im Kapitel 4 nach sich gezogen. Weitere Erläuterungen zu diesen Punkten sind in Kapitel 8 aufgeführt.

Zusammenfassung

- Der NEP und der FEP bilden mit den raumordnerischen Planungen der Küstenländer ein zusammenhängendes Planwerk. Bei der Umsetzung dieser gesetzlichen Vorgaben kommt es im Prozess zur Erstellung des NEP und FEP regelmäßig zu zeitlichen Überschneidungen. Der Fortschreibungsprozess des FEP wurde am 20.01.2023 beendet. Die ÜNB haben im **zweiten** Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) die Festlegung des FEP berücksichtigt. Allerdings fehlen im FEP 2023 räumliche und zeitliche Festlegungen zur Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie für die Jahre 2035 und 2045 gemäß WindSeeG. Vor dem Hintergrund, dass ONAS eine lange Realisierungsdauer haben, fehlt somit derzeit die erforderliche Grundlage, um die Ausbauziele durch konkrete Vorhaben zeitnah zu bestätigen. In Abstimmung mit der BNetzA orientiert sich daher der vorliegende **zweite** Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) weitestgehend am Entwurf des FEP 2023 vom 01.07.2022. Dies gilt insbesondere bei der räumlichen Zuordnung von Flächen, Grenzkorridoren und für die geplanten Fertigstellungstermine für ONAS nach 2031.
- Ausgehend von den im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigten ONAS wurde in diesem NEP 2037/2045 (2023) der weitere Bedarf von 20 neuen ONAS mit einer Trassenlänge von ca. 8.455 km und einem Investitionsvolumen in Höhe von 86,7 Mrd. EUR identifiziert.
- Für das Offshore-Zubaunetz in Nord- und Ostsee ergibt sich eine Länge von etwa 6.600 km im Szenario A 2037 bei einer Übertragungsleistung von rund 36 GW, eine Länge von etwa 9.300 km in den Szenarien B 2037 und C 2037 bei einer Übertragungsleistung von rund 44 GW und eine Länge von 13.300 km für die Langfrist-Szenarien A 2045, B 2045 und C 2045 bei einer Übertragungsleistung von rund 61,2 GW. Die entsprechenden NVP an Land wurden ermittelt.
- Die Investitionen für die ONAS im Offshore-Zubaunetz werden auf Basis von spezifischen Kostensätzen ermittelt und haben einen vorläufigen Charakter. Für das Szenario A 2037 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen für das Offshore-Zubaunetz bis 2037 rund 77 Mrd. EUR. Die Szenarien B 2037 und C 2037 erfordern Investitionen von etwa 103,5 Mrd. EUR. Für die Langfrist-Szenarien A 2045, B 2045 und C 2045 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen rund 145,1 Mrd. EUR. Das Investitionsvolumen für die bereits in der Realisierung befindlichen Offshore-Netzausbaumaßnahmen des Offshore-Startnetzes beträgt darüber hinaus für alle Szenarien rund 12,4 Mrd. EUR.

- Für die zu installierenden Erzeugungsleistungen für Offshore-Windenergie des genehmigten Szenariorahmens wurden alle erforderlichen Übertragungsleitungen beziehungsweise ONAS ermittelt. Dadurch gehen die Anzahl und somit die erforderlichen Investitionen für die Szenarien 2037 und 2045 über den im FEP 2023 abgebildeten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie hinaus, und stellen einen möglichen Weg zur Erreichung der weiteren gesetzlichen Ausbauziele von mindestens 40 GW bis 2035 und mindestens 70 GW bis 2045 dar.
- Erstmalig wird im NEP 2037/2045 (2023) die nationale Offshore-Vernetzung betrachtet, deren Nutzen aufgezeigt und ein Projekt mit zwei Maßnahmen ausgewiesen. Bei der Offshore-Vernetzung handelt es sich um die seeseitigen Verbindungen zwischen ONAS. Es wird eine seeseitige Übertragungskapazität zwischen zwei landseitigen NVP der ONAS geschaffen. Diese zusätzliche Übertragungskapazität kann als flexibler Bypass zur Entlastung des landseitigen Übertragungsnetzes genutzt werden, womit Redispatch-Eingriffe minimiert werden. Insgesamt zeigt sich die nationale Offshore-Vernetzung als netzdienliche und kosteneffiziente Ausbaumaßnahme zur Minimierung von weiträumigen Netzengpässen. *Weitere Ausführungen zur Offshore-Vernetzung erfolgen im Kapitel 6.3.1. Die Kernergebnisse der Offshore-Vernetzungsstudie zum internationalen Vernetzungsbedarf sowie zur Untersuchung der nationalen Offshore-Vernetzung sind in einem separaten Bericht (Executive Summary) veröffentlicht und unter www.netzentwicklungsplan.de/ZwV abrufbar.*
- Die Realisierung einer hohen Anzahl an ONAS in einem kurzen Zeitraum bedeutet eine große Herausforderung hinsichtlich Herstellermarkt, Logistik und Genehmigungsverfahren. Dies gilt insbesondere für die zu realisierenden zunehmend längeren see- und landseitigen Kabeltrassen und die damit verbundenen Planungs-, Genehmigungs- sowie Errichtungszeiten.

4.1 Einführung: Prozess und Methodik

4.1.1 Gesetzliche Grundlagen

Die Integration der Offshore-Maßnahmen in den NEP ist in § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 7 EnWG geregelt. Danach enthält der NEP alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der ONAS in der ausschließlichen Wirtschaftszone und im Küstenmeer einschließlich der NVP an Land, die bis zum Ende der jeweiligen Betrachtungszeiträume nach § 12a Abs. 1 EnWG für einen schrittweisen, bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Ausbau sowie einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der ONAS **sowie zum Weitertransport des auf See erzeugten Stroms oder für eine Anbindung von Testfeldern im Sinne des § 3 Nr. 9 des WindSeeG** erforderlich sind. Für diese Maßnahmen werden Angaben zum Zeitpunkt der Fertigstellung gemacht. Hierbei müssen die Festlegungen des zuletzt bekannt gemachten FEP vom 20.01.2023 nach den §§ 4 bis 8 WindSeeG zugrunde gelegt werden. Die jüngste Novellierung des WindSeeG ist am 01.01.2023 in Kraft getreten.

4.1.2 Erstellung des Flächenentwicklungsplans

Der FEP wird durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie im Einvernehmen mit der BNetzA und in Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz, der Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt sowie den Küstenländern unter Beteiligung der Behörden, deren Aufgabenbereich berührt ist, der Öffentlichkeit und der ÜNB erstellt. Er stellt für den Zeitraum ab 2026 das steuernde Planungsinstrument für den synchronen Ausbau der Windenergie und deren Netzanbindungen auf See dar.

Der FEP verfolgt dabei das Ziel, Festlegungen für die ONAS zu treffen, die eine geordnete und effiziente Nutzung und Auslastung gewährleisten. Außerdem soll er die Inbetriebnahmen der Offshore-Windparkprojekte und der zugehörigen Offshore-Anbindungsleitungen synchronisieren.

Der FEP soll gemäß § 5 Abs. 1 WindSeeG 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 Flächen in diesen Gebieten,
- die in den festgelegten Gebieten und Flächen jeweils voraussichtlich zu installierende Leistung der Windenergieanlagen auf See,
- 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 ONAS in Betrieb genommen werden sollen,
- Standorte von Konverterplattformen, Sammelplattformen und, soweit erforderlich, Umspannwerke,
- Orte (sogenannte Grenzkorridore), an denen die ONAS die Grenze zwischen der AWZ und dem Küstenmeer überschreiten,
- Trassen oder Trassenkorridore für ONAS und grenzüberschreitende Stromleitungen und
- standardisierte Technikgrundsätze und Planungsgrundsätze.

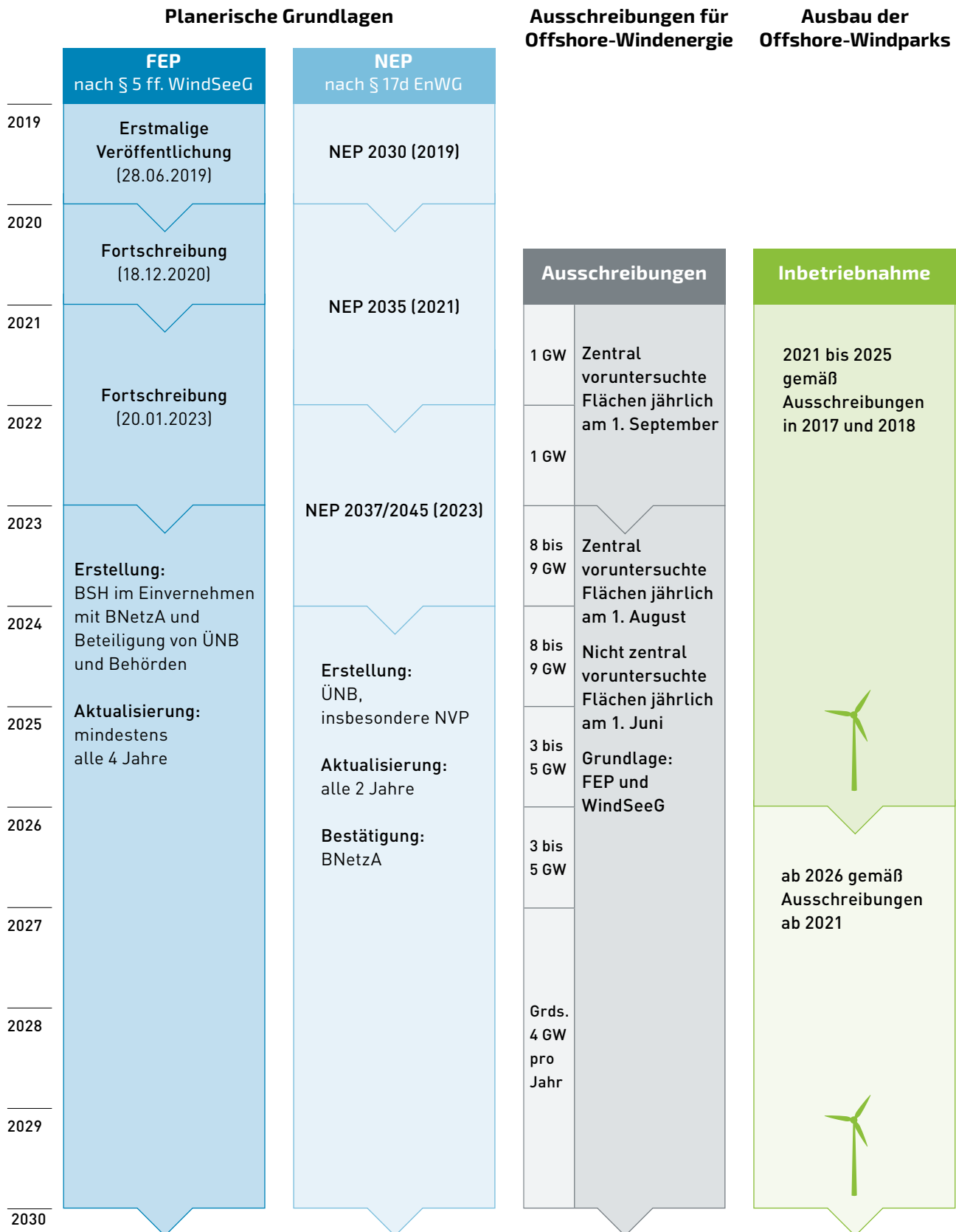
Der erste FEP wurde am 28.06.2019 bekannt gemacht. Eine Fortschreibung des FEP erfolgt auf Vorschlag des BSH oder der BNetzA, jedoch mindestens alle vier Jahre. Eine erste Fortschreibung des FEP erfolgte bereits im Jahr 2020, um unter anderem das Ausbauziel für Offshore-Windenergie von 20 GW bis 2030 umzusetzen. Der FEP 2020 wurde am 18.12.2020 vom BSH bekannt gemacht. Der am 17.12.2021 veröffentlichte Vorentwurf zur weiteren Fortschreibung des FEP hatte anschließend zum Ziel, die Umsetzung der neuen Ausbauziele für Offshore-Windenergie von mindestens 30 GW bis 2030, mindestens 40 GW bis 2035 und mindestens 70 GW bis 2045 gemäß § 1 Abs. 2 S. 1 WindSeeG festzulegen. Im Ergebnis erfolgte in dem am 20.01.2023 bekannt gemachten FEP 2023 aber nur eine Festlegung von Flächen in den Zonen 1 bis 3 der Nordsee sowie in der Ostsee mit einer installierten Gesamtleistung von ca. 36,5 GW. Festlegungen zur Erreichung der Ausbauziele für die Jahre 2035 und 2045 sollen in einer weiteren Fortschreibung des FEP erfolgen. Die Vorgehensweise im NEP 2037/2045 (2023), auch mit Blick auf die nicht erfolgte Festlegung der weiteren Ausbauziele im FEP 2023, ist im Kapitel 4.1.3 beschrieben.

Der FEP ist die Basis für die Ausschreibungsverfahren für Offshore-Windparks, die seit dem 01.09.2021 jährlich stattfinden. Gemäß § 2a WindSeeG werden in den Jahren 2023 und 2024 jährlich Flächen mit einer voraussichtlich zu installierenden Erzeugungsleistung zwischen 8 und 9 GW, in den Jahren 2025 und 2026 jährlich zwischen 3 und 5 GW und ab dem Jahr 2027 von grundsätzlich 4 GW jährlich ausgeschrieben. Dabei wird das Ausschreibungsvolumen ab dem Jahr 2027 grundsätzlich zur Hälfte auf die zentral voruntersuchten Flächen und zur Hälfte auf die nicht zentral voruntersuchten Flächen verteilt. Bei Ersteren führt das BSH eine Voruntersuchung unter anderem der Umwelt- und Bodengegebenheiten durch. Deren Ziel ist es, den Bietenden die erforderlichen Informationen für die Bestimmung ihrer Gebote zur Verfügung zu stellen und die Eignung der Fläche festzustellen. Bei den nicht zentral voruntersuchten Flächen findet keine derartige Prüfung statt, sondern die bezuschlagten OWP-Vorhabenträger haben diese nach Erteilung des Zuschlags selbst durchzuführen.

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

- die geordnete und effiziente Planung, Errichtung, Inbetriebnahme, Nutzung und Auslastung für die im Jahr 2026 und in den folgenden Jahren noch fertigzustellenden ONAS und NVP an Land. Hierbei werden auch die Planung und der tatsächliche Ausbau des Übertragungsnetzes an Land berücksichtigt,
- die räumliche Nähe zur Küste und
- voraussichtlich zu installierende Leistung auf einer Fläche und die sich daraus ergebende Eignung der Fläche für eine kosteneffiziente Stromerzeugung.

Abbildung 44 erläutert das im WindSeeG und EnWG festgelegte System.

Abbildung 44: Ausbau des Offshore-Netzes auf Grundlage von NEP und FEP


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

4.1.3 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- beziehungsweise Schnittstellenverhältnis zueinander. Im NEP werden insbesondere die NVP für die ONAS identifiziert und im weiteren Verfahren von der BNetzA geprüft und bestätigt. Auf diese Weise wird die Zuständigkeit eines ÜNB für die Umsetzung eines ONAS bestimmt. Der FEP hingegen enthält gemäß § 5 Abs. 1 Nr. 4 WindSeeG beispielsweise Festlegungen über die Kalenderjahre einschließlich der Quartale des jeweiligen Kalenderjahres, in denen die in den festgelegten Flächen jeweils in der Ausschreibung bezuschlagten Windenergieanlagen auf See und die entsprechenden ONAS in Betrieb genommen werden sollen. Im NEP sind nach § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 7 EnWG die im FEP getätigten zeitlichen Festlegungen zugrunde zu legen.

Bei der Umsetzung dieser gesetzlichen Vorgaben kommt es in den Prozessen zur Erstellung des NEP und FEP regelmäßig zu zeitlichen Überschneidungen. Der Auftakt der aktuellen Fortschreibung des FEP erfolgte am 17.12.2021 durch das BSH. Der Fortschreibungsprozess wurde am 20.01.2023 beendet. Die ÜNB haben im vorliegenden **zweiten** Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) die Festlegungen des FEP 2023 berücksichtigt. Allerdings fehlen im FEP 2023 räumliche und zeitliche Festlegungen zur Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie für die Jahre 2035 und 2045. Vor dem Hintergrund, dass ONAS eine lange Realisierungsdauer haben, ist zum jetzigen Zeitpunkt der Planungshorizont des FEP 2023 nicht ausreichend, um eine langfristige Planungssicherheit für die Umsetzung von ONAS basierend auf dem NEP zu erreichen. In Abstimmung mit der BNetzA orientiert sich daher der vorliegende **zweite** Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) weitestgehend am Entwurf des FEP vom 01.07.2022. Dies gilt insbesondere bei der räumlichen Zuordnung von Flächen, Grenzkorridoren und den geplanten Fertigstellungsterminen für ONAS nach 2031/2032.

4.1.4 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 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs Szenarien und demzufolge auch sechs Zielnetze als Gesamtplanalternative möglich sind. Darüber hinaus werden in den Offshore-Zubaunetz-Steckbriefen zu den einzelnen Projekten alternative Planungsmöglichkeiten in Form der Betrachtung gegebenenfalls vorhandener alternativer NVP dargestellt.

Konkrete räumliche Alternativen zu einzelnen ONAS können nur sehr eingeschränkt auf der abstrakten Ebene des NEP geprüft werden. **Eine detaillierte Betrachtung von räumlichen Alternativen erfolgt im Rahmen der Voruntersuchungen der neu identifizierten, notwendigen ONAS. Anderweitige Planungsmöglichkeiten sind in den Offshore-Zubaunetz-Steckbriefen erläutert.** Der NEP beinhaltet die grundsätzliche Darstellung von Lösungen für die Erschließung der Nord- und Ostsee zur Abführung der Offshore-Windenergie unter den gegebenen Randbedingungen des FEP. Die im Anhang für das Offshore-Zubaunetz angegebenen Trassenverläufe stellen daher – soweit es sich nicht um verbindliche Festlegungen aus dem FEP handelt – im Regelfall Annahmen für mögliche Trassenverläufe oder Luftlinien für die spätere, zu konkretisierende Planung dar. Hier kann es im Rahmen der nachgelagerten Fortschreibungs-, Planungs- bzw. Genehmigungsverfahren zu Abweichungen kommen. Konkrete geografische Alternativen und Umweltauswirkungen können somit erst in den nachgelagerten Verfahren geprüft werden.

Anderweitige Technologiekonzepte werden als alternative Planungsmöglichkeiten hingegen im NEP 2037/2045 (2023) nicht betrachtet, da im FEP standardisierte Technikgrundsätze festgelegt werden und Abweichungen davon nur in begründeten Einzelfällen möglich sind.

4.2 Offshore-Netz

Das Kapitel 4.2 Offshore-Netz zeigt für die von der BNetzA im Szenariorahmen des NEP 2037/2045 (2023) genehmigten Szenarien die erforderlichen ONAS auf.

Eine allgemeine gesetzliche Definition von ONAS ist § 3 Nr. 5 WindSeeG zu entnehmen. Konkret umfassen ONAS alle Anlagengüter von der Eigentumsgrenze zwischen OWP-Vorhabenträger und ÜNB bis zu den NVP, einschließlich der jeweils zur Errichtung und zum Betrieb der ONAS erforderlichen technischen und baulichen Nebeneinrichtungen – jeweils an Land und auf See. 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 ONAS erforderlich sind.

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

- den Anteil an der Umspannplattform des OWP bzw. die Umspannplattform des ÜNB auf See bei AC-ONAS (Ostsee) oder die Konverterplattform des ÜNB auf See bei DC-ONAS (Nordsee und Ostsee),
- das See- und Landkabel,
- die Erweiterung oder den Neubau des Umspannwerkes und der Konverterstation an Land und
- gegebenenfalls die Anbindungsleitung zwischen landseitiger Konverterstation und Umspannwerk an Land.

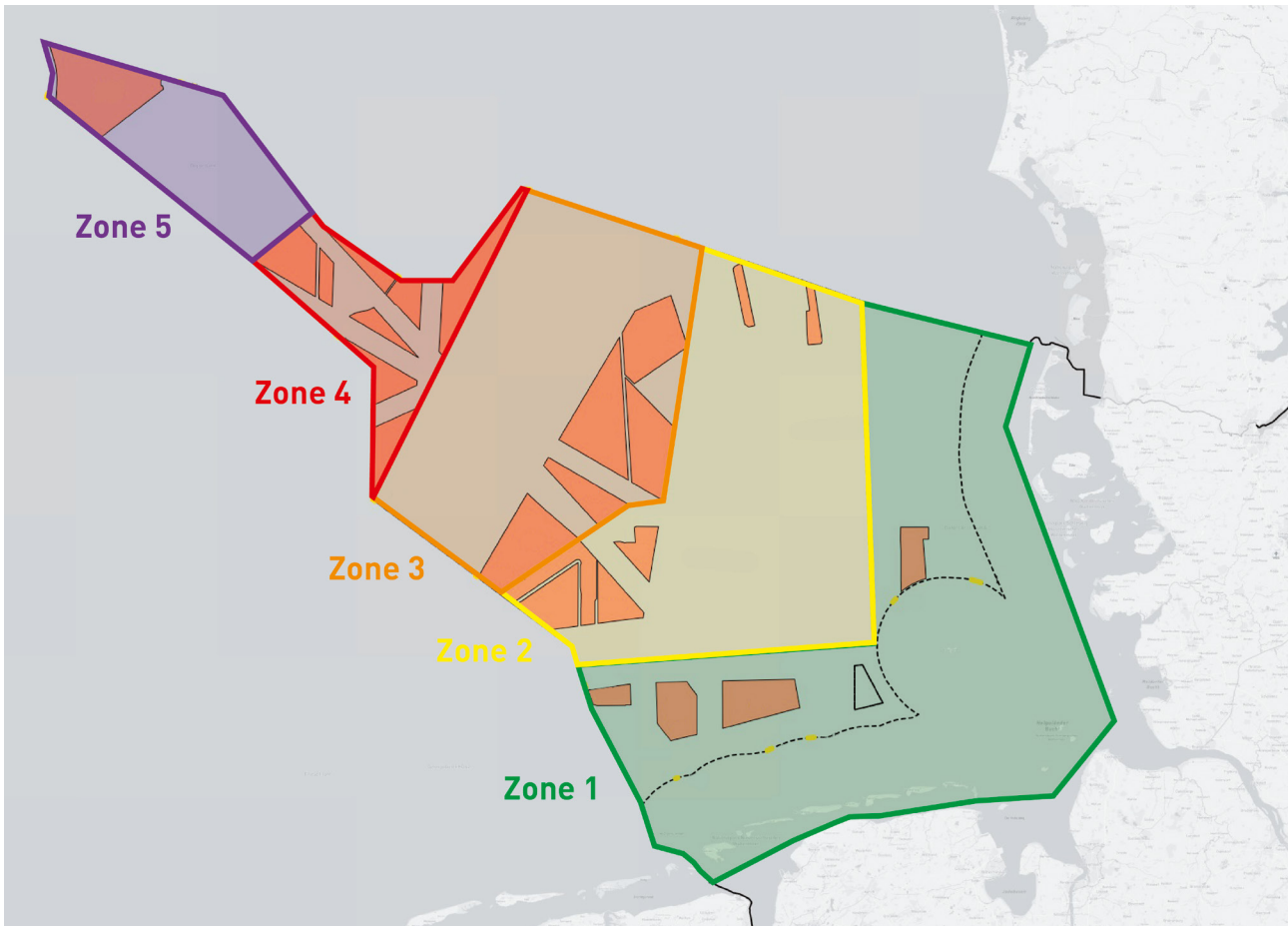
Bestandteile des Offshore-Netzes sind neben den erforderlichen ONAS ebenso Vernetzungsmaßnahmen. Hierzu wird auf Kapitel 4.2.5 verwiesen.

4.2.1 Planerische, technische und zeitliche Rahmenbedingungen

Entfernungszonen und Grenzkorridore

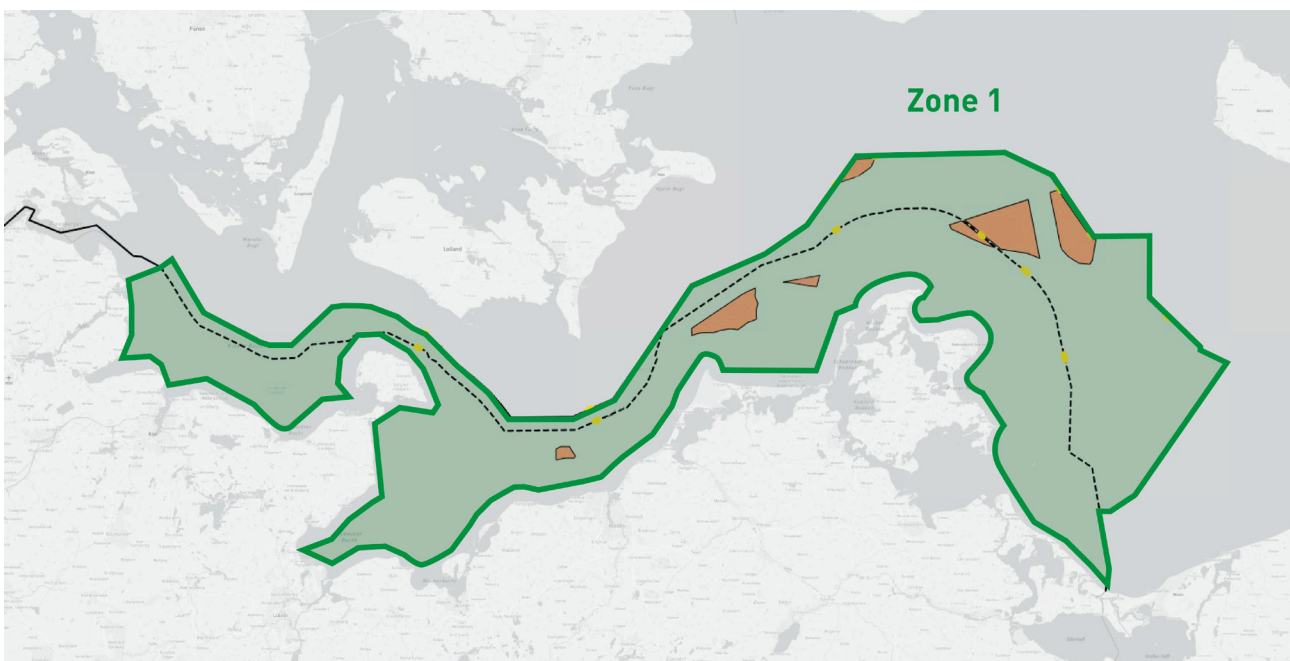
Für eine zeitliche Staffelung der ONAS in Abhängigkeit der Küstenentfernung des anzubindenden Gebiets und den daraus resultierenden erforderlichen Investitionen für die ONAS wurde eine Aufteilung der Bereiche der Nord- und Ostsee in Entfernungszonen vorgenommen. Die Zonen weisen eine räumliche Tiefe von etwa 50 bis 100 km auf. Die Nordsee ist hierbei in fünf Entfernungszonen eingeteilt (s. Abbildung 45), während die Ostsee aufgrund ihrer geringeren räumlichen Tiefe nur aus einer Zone besteht (s. Abbildung 46). Das Kriterium der „Räumlichen Nähe zur Küste“ ist gemäß § 5 Abs. 4 Nr. 3 WindSeeG auch im FEP ein Prüfkriterium. Für eine bessere Einteilung und Übersicht des Meeresraumes werden die Entfernungszonen im NEP und FEP angewendet. Der FEP trifft zudem Festlegungen über Orte, an denen die ONAS die Grenze zwischen der deutschen AWZ und dem Küstenmeer überschreiten. Diese Orte werden als Grenzkorridore (N-I bis N-V in der Nordsee sowie O-I bis O-V in der Ostsee) bezeichnet. Die Zuordnung von geplanten ONAS zu Grenzkorridoren aus räumlicher Planungsperspektive im FEP schränkt die Auswahl an landseitigen NVP für zukünftige ONAS im NEP gegebenenfalls ein. Ein ONAS, welches gemäß FEP beispielsweise über den Grenzkorridor N-III in das niedersächsische Küstenmeer eintritt, kann nicht oder nur noch mit signifikantem Mehraufwand an einen geeigneten NVP in Schleswig-Holstein angeschlossen werden. Die Festlegung von Grenzkorridoren zu geplanten ONAS im Rahmen des FEP erfolgt unter den Gesichtspunkten einer räumlichen Optimierung der Trassenverläufe zur bestmöglichen Ausnutzung der eingeschränkten Platzverhältnisse. Eine Abweichung von dieser Zuordnung bei einem ONAS hätte umfangreiche Wechselwirkungen auf die räumliche Situation weiterer ONAS zur Folge. Die ÜNB nehmen daher keine Veränderungen an der Zuordnung von Grenzkorridoren zu geplanten ONAS aus dem Entwurf des FEP vor, **treffen über den Planungsstand des ersten Entwurfs des FEP jedoch Annahmen für die Führung der ONAS durch die Küstenmeere, die vorbehaltlich der nächsten Fortschreibung des FEP zur Planung der ONAS herangezogen werden.**

Abbildung 45: Entfernungszonen der Nordsee mit Gebieten für Offshore-Windenergie



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, BSH/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

Abbildung 46: Entfernungszonen der Ostsee mit Gebieten für Offshore-Windenergie



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, BSH/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)



Übertragungstechnologien

In Abhängigkeit von den jeweiligen Rahmenbedingungen werden die einzelnen Maßnahmen in der Technologie Drehstrom (engl. Alternating Current, abgekürzt AC) oder Gleichstrom (engl. Direct Current, abgekürzt DC) entsprechend dem zuletzt veröffentlichten FEP umgesetzt. Daraus ergeben sich jeweils andere Maßnahmengrößen und Umsetzungsschritte.

In der Nordsee sollen die ONAS gemäß FEP 2023 für die Netzanbindung von OWP mit DC-Technologie ausgeführt werden. 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. Die bisherigen DC-ONAS in den Zonen 1 und 2 der AWZ werden in Übereinstimmung mit dem FEP und den Festlegungen des Bundesfachplan Offshore in der Regel mit einer Systemspannung von 320 kV und einer Übertragungsleistung von bis zu 980 MW ausgeführt. In den Zonen 3, 4 und 5 der AWZ sollen DC-ONAS in Übereinstimmung mit dem FEP mit einer Systemspannung von 525 kV als Bipol mit metallischem Rückleiter ausgeführt werden. So kann eine höhere Verfügbarkeit und eine bessere Regelbarkeit der ONAS erreicht werden. Daraus ergibt sich in Übereinstimmung mit den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP eine Übertragungsleistung der ONAS in den Zonen 3 bis 5 in Höhe von 2 GW.

In der Ostsee wird im Vergleich zur Nordsee überwiegend eine geringere Leistung über kürzere Entfernungen übertragen. Bedingt durch wechselnde Rahmenbedingungen wie z. B. umweltfachliche Restriktionen oder vorhandene Trassenräume stellt hier in der Regel die 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 derzeit durch einzelne AC-ONAS in Übereinstimmung mit dem FEP mit einer Systemspannung von 220 kV und einer Übertragungsleistung von 300 MW ausgeführt. Für die Netzanbindung von OWP-Projekten in der Ostsee mit einer Erzeugungsleistung ab 1 GW soll auch die DC-Technologie mit einer Systemspannung von 320 kV oder 525 kV, entsprechend der standardisierten Technikgrundsätzen des FEP, zum Einsatz kommen.

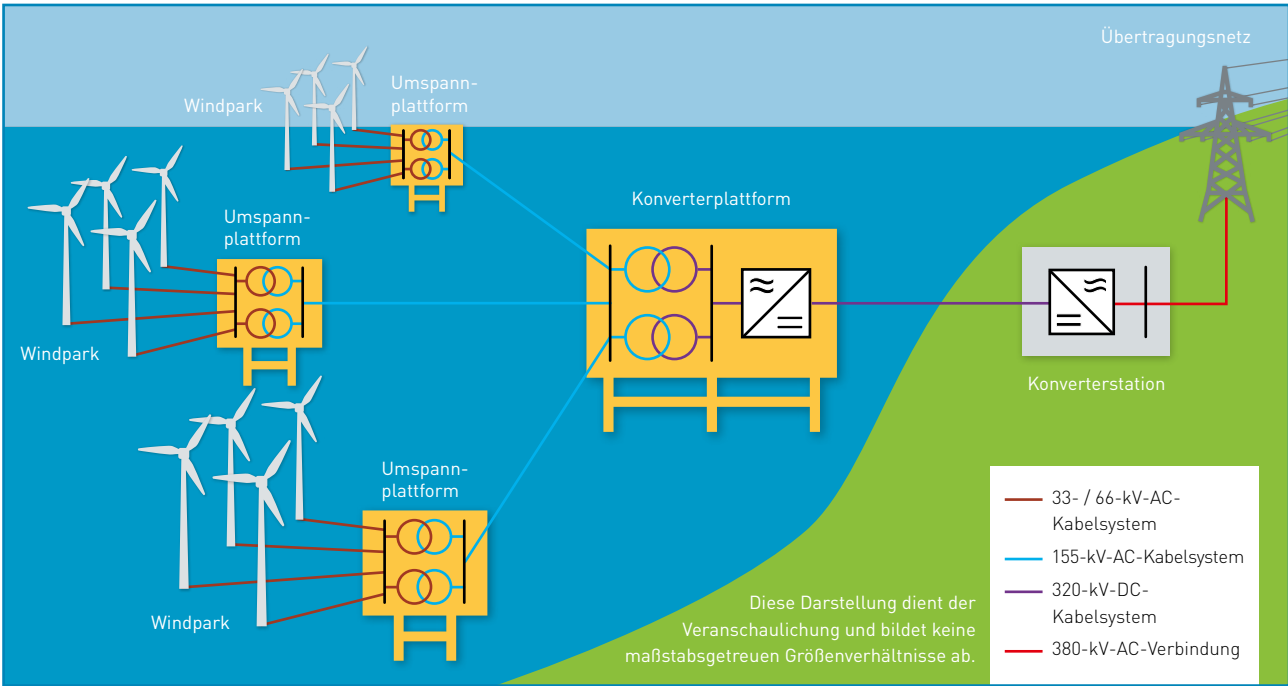
Netzanbindungskonzepte in Nord- und Ostsee

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

Für ONAS ab dem Jahr 2026 in der Ostsee und ab dem Jahr 2027 in der Nordsee sieht der FEP das sogenannte Direktanbindungskonzept vor. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Umspannplattform beziehungsweise -Konverterplattform des ÜNB verbunden. In Abstimmung mit dem bezuschlagten OWP-Vorhabenträger wird dieses Direktanbindungskonzept in der Nordsee bereits für die ONAS mit Fertigstellung ab dem Jahr 2024 angewendet. Hierbei werden die ONAS in den Zonen 1 und 2 der Nordsee gemäß FEP mittels 66-kV-AC-Kabeln des OWP angebunden. Dieses Direktanbindungskonzept wird gemäß FEP für ONAS mit Fertigstellung in den Jahren 2029 bis 2031 in Zone 3 der Nordsee als Standardanbindungskonzept festgelegt. Nach Abstimmung zwischen ÜNB und den bezuschlagten OWP-Vorhabenträgern, und sofern keine Beeinträchtigung des Fertigstellungstermins gemäß FEP erfolgt, kann für diese ONAS auch das Direktanbindungskonzept mit einer Spannung von 132 kV AC angewendet werden. Für ONAS mit Fertigstellung ab dem Jahr 2032 sieht der FEP das 132-kV-Direktanbindungskonzept als entsprechenden Standard vor. Ziel dieses Konzeptes ist es, die technische und räumliche Komplexität zu reduzieren und volkswirtschaftliche Kostenvorteile zu erzielen. Die Vorteile steigen dabei mit Erhöhung der Spannungsebene für das Direktanbindungskonzept. Allerdings erfordert jede Erhöhung der Spannungsebene für die Direktanbindung des OWP an die Konverterplattform des ÜNB auch eine Anpassung des ONAS und gegebenenfalls den Einsatz von weiteren oder neuen elektrotechnischen Komponenten sowie ein angepasstes Konverterkonzept.

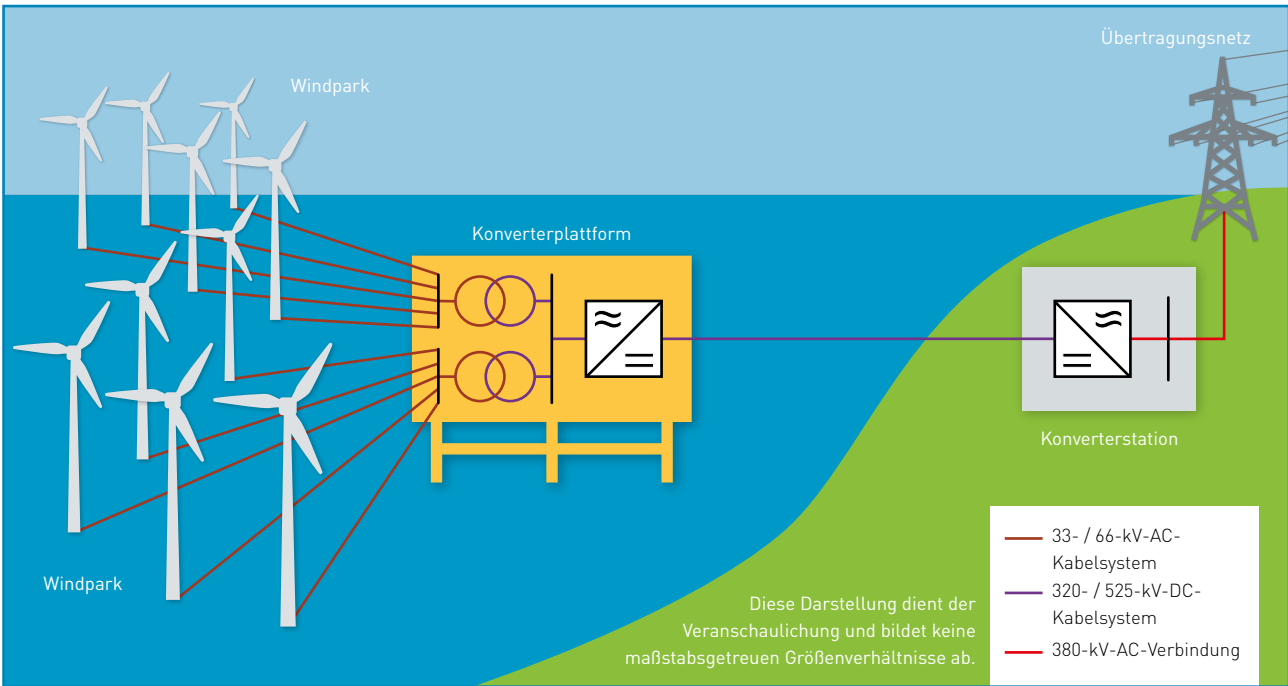
Die folgenden Abbildungen 47 bis 49 stellen schematisch die beiden Konzepte in der Nordsee und Ostsee dar.

Abbildung 47: Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems mit 155-kV-Anbindungskonzept

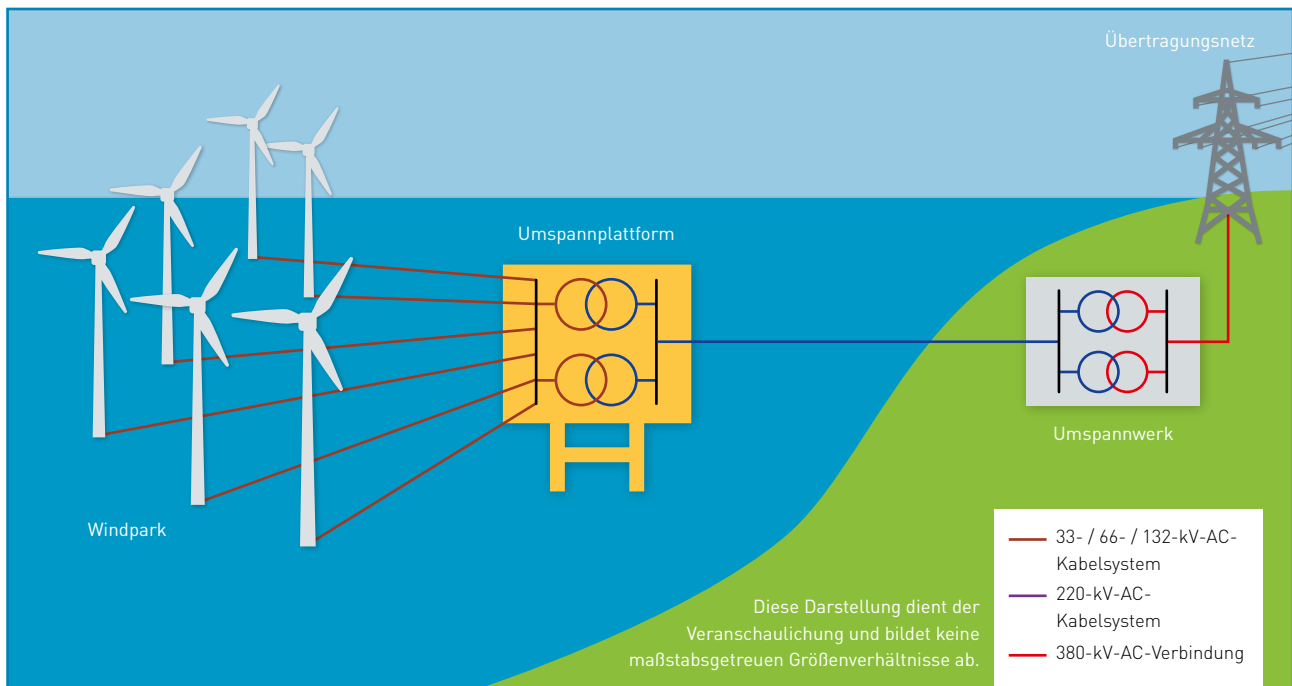


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 48: Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems mit Direktanbindungskonzept



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 49: Schematische Darstellung eines AC-Netzanbindungssystems


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Zeitliche Reihenfolge der Offshore-Netzanbindungssysteme

Die zeitliche Reihenfolge der ONAS wird im FEP festgelegt. Dies umfasst die Jahre der Inbetriebnahme der zukünftigen ONAS einschließlich des Quartals im jeweiligen Jahr. Die ÜNB orientieren sich bei der Auswahl geeigneter NVP für die im NEP 2037/2045 (2023) erforderlichen ONAS grundsätzlich an den Fertigstellungsterminen des FEP. In Ausnahmefällen kann es jedoch erforderlich sein, vom FEP abweichende Fertigstellungsjahre im NEP vorzuschlagen. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn für ein ONAS mit Führung über den Grenzkorridor N-V gemäß FEP zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung kein geeigneter landseitiger NVP zur Verfügung steht.

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

Vom Projektstart bis zum Vorliegen des Planfeststellungs- beziehungsweise Plangenehmigungsbeschlusses 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 Küstenmeer und an Land, sofern nicht auf die Durchführung eines Raumordnungsverfahrens verzichtet wird. 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 zwölf bis 18 Monate auf das Planfeststellungsverfahren beziehungsweise das Plangenehmigungsverfahren durch die jeweiligen Genehmigungsbehörden für See und an Land.

Auf Basis der Erfahrungen bei den aktuell in Realisierung befindlichen ONAS 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-ONAS mit einer Systemspannung von 525 kv liegen den ÜNB noch keine entsprechenden Erfahrungswerte vor, sodass auch davon abweichende Zeiten möglich sind. Eine Beschleunigung der Vergabeverfahren lässt sich beispielsweise über den Abschluss von Rahmenverträgen erreichen, um die langfristige Planungssicherheit bei Unternehmen und ÜNB zu erhöhen. Darüber hinaus ist die vorausschauende und langfristige Beschaffung durch die ÜNB zu unterstützen und regulatorisch abzusichern. Für die sich daran anschließende Phase der Errichtung eines DC-ONAS wird derzeit von 60 Monaten ausgegangen. Für die ersten DC-ONAS mit einer Systemspannung von 525 kv kann sich diese auf bis zu 72 Monate erhöhen.

Die Bauausführungen im Küstenmeer sind in dieser Betrachtung exkludiert, da diese aufgrund der Sensibilität des Nationalparks Wattenmeer ggf. bereits auf der Grundlage einer frühzeitigen Erlangung des Planfeststellungsbeschlusses für diesen Projektabschnitt umgesetzt werden müssen. Für AC-ONAS mit einer Übertragungsleistung von bis zu 300 MW wird von 42 Monaten ausgegangen. Für die Errichtung von ONAS werden Ressourcen wie Equipment zur Kabelverlegung, Spezialschiffe und besonders geschultes Personal benötigt, die nur begrenzt zur Verfügung stehen. Ressourcenengpässe wirken sich unmittelbar auf die von den Herstellern angebotenen Realisierungszeiten der ONAS aus.

Aufgrund der Anpassung der gesetzlichen Rahmenbedingungen *insbesondere* im EnWG, WindSeeG *und* ROG ist eine Beschleunigung der *Planungs- und* Genehmigungsverfahren und der baulichen Umsetzung von ONAS zu erwarten. Dies gilt insbesondere bei Querung des Küstenmeeres aufgrund der am 13.10.2022 in Kraft getretenen Neuregelungen des § 17d Abs. 1a S. 3f. EnWG. Des Weiteren ist beispielsweise die Zulassungsform für ONAS im Bereich der AWZ gemäß § 66 Abs. 1 WindSeeG von einem Planfeststellungs- in ein Plangenehmigungsverfahren geändert worden. Ferner wurde die Dauer dieses Plangenehmigungsverfahrens gemäß § 70 Abs. 3 WindSeeG grundsätzlich auf zwölf Monate beschränkt. *In Umsetzung der EU-Notfallverordnung entfällt zudem für einzelne Vorhaben die artenschutzrechtliche Prüfung (vgl. § 43m Abs. 1 EnWG, § 72 Abs. 1 Satz 2 WindSeeG).* Eine Anpassung der genannten Realisierungszeiträume auf Basis von Erfahrungswerten der ÜNB aus bisherigen Projekten ist zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht möglich. Die Gesamtrealisierungsdauer eines DC-ONAS kann nach heutigem Kenntnisstand daher bis zu ca. 11 Jahre betragen und die eines AC-ONAS bis zu ca. 9,5 Jahre. Dabei können sich die Projektlaufzeiten für Planung, Zulassung und Errichtung bei langen landseitigen Trassen auf etwa 12 beziehungsweise 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. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der genannten Anpassung der gesetzlichen Rahmenbedingungen.

4.2.2 Offshore-Ist-Netz und -Startnetz

Das Offshore-Ist-Netz beinhaltet alle bereits in Betrieb befindlichen ONAS, während das Offshore-Startnetz alle ONAS berücksichtigt, mit deren Realisierung (Beginn der Umsetzung) gemäß Offshore-Netzentwicklungsplan beziehungsweise NEP begonnen wurde. Der Beginn der Umsetzung bezieht sich auf das Jahr der Beauftragung des ONAS (Konverter und Kabel) durch den jeweils zuständigen ÜNB. Die ONAS beim Offshore-Ist-Netz und -Startnetz werden bei der Erstellung des NEP als gegeben gesehen und deren Erforderlichkeit wird nicht erneut untersucht. Ferner sind ONAS inbegriffen, die für OWP mit einer gültigen Netzanbindungszusage nach altem Recht⁹ oder mit einem Zuschlag in den Offshore-Kapazitätsausschreibungen in den Jahren 2017 und 2018 erforderlich sind.

Die Übertragungsleistungen des Offshore-Ist-Netzes und -Startnetzes ergeben sich insgesamt wie in Tabelle 13 aufgeführt. Zudem gibt Tabelle 14 einen Überblick über die Längen beider Netze, welche unabhängig von den jeweiligen Szenarien sind – ebenso wie die Summe der Übertragungsleistungen.

Tabelle 13: Übertragungsleistungen des Offshore-Ist-Netzes und -Startnetzes

in MW	Offshore-Ist-Netz	Offshore-Startnetz
Nordsee	6.442	6.140
Ostsee	1.086	750
Summe	7.528	6.890

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

⁹ Nach § 17 Abs. 2a EnWG in der bis zum 27.12.2011 geltenden Fassung.

Tabelle 14: Trassenlängen des Offshore-Ist-Netzes und -Startnetzes

in km*	Offshore-Ist-Netz	Offshore-Startnetz
Nordsee	1.534	1.304
Ostsee	504	276
Summe	2.038	1.580

* Das Vorgehen zur Ermittlung der Trassenlänge wird erläutert unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/Zwr>.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die folgenden Tabellen und Abbildungen weisen die Projekte des Offshore-Ist-Netzes und -Startnetzes der Nordsee und der Ostsee aus. Eine detaillierte Beschreibung und Abbildung der Offshore-Startnetzmaßnahmen befindet sich in den jeweiligen Projektsteckbriefen im Anhang des NEP.

Tabelle 15: Projekte des Offshore-Ist-Netzes Nordsee (in Betrieb befindliche ONAS)

Projekt	Bezeichnung des Projekts	Netzverknüpfungspunkt ÜNB)	Übertragungsleistung in MW	Inbetriebnahmejahr
NOR-0-1	AC-ONAS NOR-0-1 (Riffgat)	Emden/Borßum (TenneT)	113	2014
NOR-0-2	AC-ONAS NOR-0-2 (Nordergründe)	Inhausen (TenneT)	111	2017
NOR-2-1	AC-ONAS (alpha ventus)	Hagermarsch (TenneT)	62	2009
NOR-2-2	DC-ONAS NOR-2-2 (DolWin1)	Dörpen/West (TenneT)	800	2015
NOR-2-3	DC-ONAS NOR-2-3 (DolWin3)	Dörpen/West (TenneT)	900	2018
NOR-3-1	DC-ONAS NOR-3-1 (DolWin2)	Dörpen/West (TenneT)	916	2016
NOR-4-1	DC-ONAS NOR-4-1 (HelWin1)	Büttel (TenneT)	576	2015
NOR-4-2	DC-ONAS NOR-4-2 (HelWin2)	Büttel (TenneT)	690	2015
NOR-5-1	DC-ONAS NOR-5-1 (SylWin1)	Büttel (TenneT)	864	2015
NOR-6-1	DC-ONAS NOR-6-1 (BorWin1)	Diele (TenneT)	400	2010
NOR-6-2	DC-ONAS NOR-6-2 (BorWin2)	Diele (TenneT)	800	2015
NOR-8-1	DC-ONAS NOR-8-1 (BorWin3)	Emden/Ost (TenneT)	900	2019

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 16: Projekte des Offshore-Startnetzes Nordsee (in Realisierung befindliche ONAS)

Projekt	Bezeichnung des Projekts	Netzverknüpfungspunkt (ÜNB)	Übertragungsleistung in MW	Inbetriebnahmejahr
NOR-1-1	DC-ONAS NOR-1-1 (DolWin5)	Emden/Ost (TenneT)	900	2024 / 2025
NOR-3-2	DC-ONAS NOR-3-2 (DolWin4)	Hanekenfähr (Amprion)	900	2028
NOR-3-3	DC-ONAS NOR-3-3 (DolWin6)	Emden/Ost (TenneT)	900	2023
NOR-6-3	DC-ONAS NOR-6-3 (BorWin4)	Hanekenfähr (Amprion)	900	2028
NOR-7-1	DC-ONAS NOR-7-1 (BorWin5)	Garrel/Ost (TenneT)	900	2025
NOR-7-2	DC-ONAS NOR-7-2 (BorWin6)	Büttel (TenneT)	980	2027

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 17: Projekte des Offshore-Ist-Netzes Ostsee (in Betrieb befindliche ONAS)

Projekt	Bezeichnung des Projekts	Netzverknüpfungspunkt (ÜNB)	Übertragungsleistung in MW	Inbetriebnahmejahr
OST-1-1	AC-ONAS OST-1-1 (Ostwind 1)	Lubmin (50Hertz)	250	2018
OST-1-2	AC-ONAS OST-1-2 (Ostwind 1)	Lubmin (50Hertz)	250	2019
OST-1-3	AC-ONAS OST-1-3 (Ostwind 1)	Lubmin (50Hertz)	250	2019
OST-3-1	AC-ONAS OST-3-1 (Kriegers Flak)	Bentwisch (50Hertz)	51	2011
OST-3-2	AC-ONAS OST-3-2 (Kriegers Flak)	Bentwisch (50Hertz)	339*	2015

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

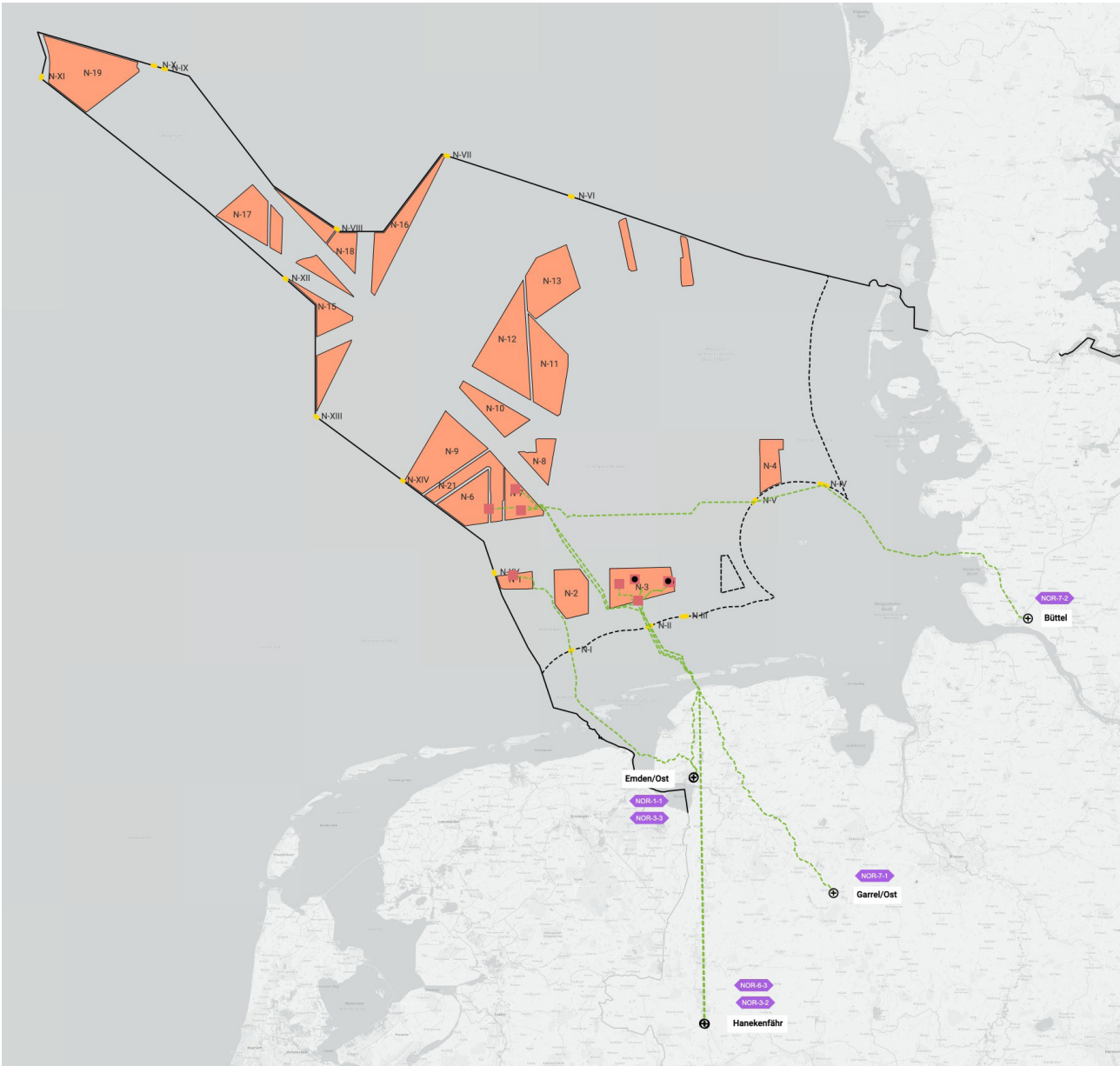
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 18: Projekte des Offshore-Startnetzes Ostsee (in Realisierung befindliche ONAS)

Projekt	Bezeichnung des Projekts	Netzverknüpfungspunkt (ÜNB)	Übertragungsleistung in MW	Inbetriebnahmejahr
OST-1-4	AC-ONAS OST-1-4 (Ostwind 3)	Suchraum Brünzow (50Hertz)	300	2026
OST-2-1	AC-ONAS OST-2-1 (Ostwind 2)	Lubmin (50Hertz)	250	2023
OST-2-2	AC-ONAS OST-2-2 (Ostwind 2)	Lubmin (50Hertz)	250	2023
OST-2-3	AC-ONAS OST-2-3 (Ostwind 2)	Lubmin (50Hertz)	250	2024

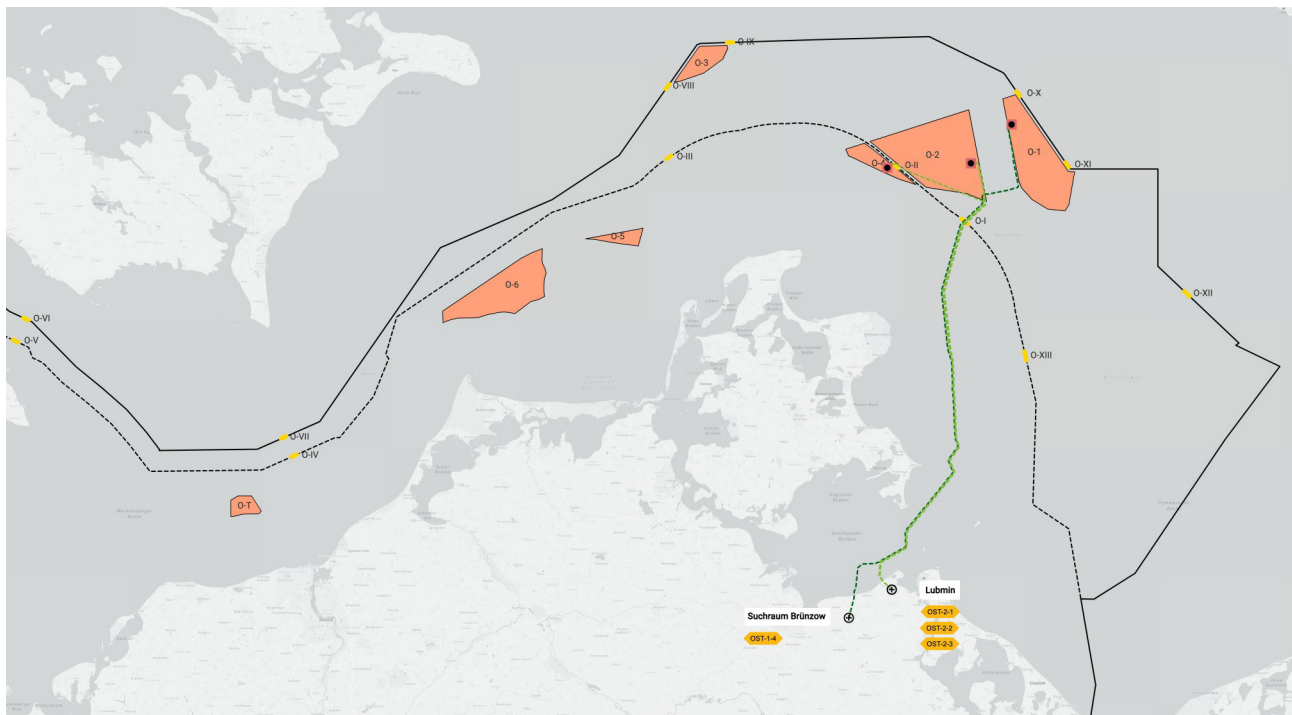
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 50: Offshore-Startnetz Nordsee



Stand der Umsetzung	Projektname	Offshore-Windpark-Gebiet	Grenzkorridor
Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	Projektname	Offshore-Windpark-Gebiet	Grenzkorridor
Im Raumordnungsverfahren / Bundesfachplanung		Konverterplattform	Grenze des Küstenmeeres
Im Genehmigungsverfahren		Umspannplattform	Grenze der ausschließlichen Wirtschaftszone
Genehmigt / in Bauvorbereitung / im Bau		Netzverknüpfungspunkt	
Realisiert			

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

Abbildung 51: Offshore-Startnetz Ostsee

Stand der Umsetzung

- Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
- Im Raumordnungsverfahren / Bundesfachplanung
- Im Genehmigungsverfahren
- Genehmigt / in Bauvorbereitung / im Bau
- Realisiert

▶ Projektname

- Offshore-Windpark-Gebiet
- Konverterplattform
- Umspannplattform
- ⊕ Netzverknüpfungspunkt

- Grenzkorridor
- Grenze des Küstenmeeres
- Grenze der ausschließlichen Wirtschaftszone

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap [ODbL], BSH [© GeoSeaPortal]

4.2.3 Offshore-Netzausbaubedarf

Im FEP 2023 wurden räumliche und zeitliche Festlegungen für den Anschluss von ca. 36,5 GW installierte Erzeugungsleistung für Offshore-Wind in Nord- und Ostsee getätigt. Davon sind 34,5 GW Erzeugungsleistung bis inklusive dem Jahr 2031 vorgesehen. Die ÜNB haben den Bedarf von weiteren ONAS im NEP zur Erreichung von mindestens 40 GW bis 2035 und mindestens 70 GW bis 2045 gemäß § 1 Abs. 2 WindSeeG untersucht. Die Vorgaben des WindSeeG dienen der Erreichung der Ziele des Bundes-Klimaschutzgesetzes.

Zum Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmens durch die BNetzA wurde davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2045 nicht von einem signifikanten Rückbau an OWP und ONAS auszugehen ist. Aufgrund neuer Erkenntnisse hat die BNetzA den ÜNB nachträglich mitgeteilt, dass in den Szenarien des Zieljahrs 2045 ein Rückbau von ca. 4 GW installierter Erzeugungsleistung anzunehmen ist. Dieser Rückbau wird in den Szenarien A/B/C 2045 unterstellt. Zum Erreichen des Ziels von mindestens 70 GW Nettoausbau im Jahr 2045 wird daher zur Kompensation des Rückbaus ein Bruttozubau von 74 GW installierter Erzeugungsleistung von Offshore-Wind angenommen. Die Kompensation des Rückbaus in Nord- und Ostsee erfolgt ausschließlich durch zusätzliche ONAS in der Nordsee. Der Ausbaupfad sieht die in Tabelle 19 dargestellten installierten Erzeugungsleistungen für Offshore-Wind vor.

In den Szenarien B 2037 und C 2037 wird eine installierte Erzeugungsleistung für Offshore-Wind von 58,5 GW angenommen. Ausgehend von einer installierten Erzeugungsleistung von etwa 30,5 GW im Jahr 2030 gemäß FEP erfolgt ab dem Jahr 2031 eine Inbetriebnahme von zwei 2-GW-ONAS jährlich. Dies entspricht dem Ausschreibungsvolumen für Offshore-Windenergie gemäß § 2a WindSeeG in Höhe von grundsätzlich 4 GW pro Jahr. In Szenario A 2037 wird eine installierte Erzeugungsleistung für Offshore-Wind von 50,5 GW angenommen. Dies stellt gegenüber den Szenarien B 2037 und C 2037 auf einen moderat langsameren Ausbau der Offshore-Windenergie nach 2030 ab.

Das gesetzliche Ausbauziel für das Jahr 2035 gemäß WindSeeG wird aber eingehalten. Beginnend mit dem Jahr 2031 werden jährlich abwechselnd ein beziehungsweise zwei 2-GW-ONAS in der Nordsee in Betrieb genommen. In der Ostsee werden nach 2030 bis 2037 keine weiteren Flächen angebunden. Im Jahr 2045 wird für alle Szenarien eine installierte Erzeugungsleistung für Offshore-Wind von exakt 70 GW angenommen. Eine Übererfüllung des Ausbauziels für Offshore-Windenergie wird daher nicht unterstellt. In Szenario A 2045 wird der abwechselnde Zubau von 2 GW beziehungsweise 4 GW Offshore-Wind bis zum Jahr 2045 angesetzt. In den Szenarien B/C 2045 wird ab dem Jahr 2038 nur noch ein jährlicher Zubau von 2 GW Offshore-Wind angenommen. Es wird zudem in allen 2045er Szenarien angenommen, dass im Küstenmeer der Ostsee eine Leistung von zusätzlichen 1 GW in Betrieb gehen wird. Eine Übersicht über die installierten Erzeugungsleistungen aus Offshore-Wind gemäß dem genehmigten Szenariorahmen ist der Tabelle 19 zu entnehmen.

Tabelle 19: Installierte Erzeugungsleistung Offshore-Wind gemäß genehmigtem Szenariorahmen

in GW	Szenario A 2037	Szenario B / C 2037	Szenario A / B / C 2045
Nordsee	46,4	54,4	64,9
Ostsee*	4,1	4,1	5,1
Summe	50,5	58,5	70,0

* Installierte Erzeugungsleistung des Testfeldes ist nicht inkludiert gemäß genehmigten Szenariorahmen vom 08.07.2022

Quelle: Bundesnetzagentur: Genehmigung des Szenariorahmens 2023 – 2037 / 2045

Die ÜNB sind nach § 17d Abs. 6 und 7 EnWG auch zur Anbindung von OWP verpflichtet, die eine Genehmigung zum Bau von Windenergieanlagen im Küstenmeer nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz erhalten. Für das Küstenmeer der Ostsee betrifft das aktuell ein OWP-Projekt mit einer installierten Erzeugungsleistung von 927 MW. Gemäß des bestätigten Szenariorahmens der BNetzA ist diese Erzeugungsleistung den Marktsimulationen des NEP für eine zielgerichtete Auslegung des landseitigen Übertragungsnetzes zugrunde zu legen. Darüber hinaus ist die Erzeugungsleistung Bestandteil der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie. Bedingt durch die Regelung nach § 17d Abs. 6 und 7 EnWG ist keine Prüfung und Bestätigung der für die Netzanbindung dieser Erzeugungsleistung geplanten ONAS OST-6-1, OST-6-2 und OST-6-3 im NEP 2037/2045 (2023) erforderlich. Dementsprechend werden diese ONAS auch nicht als Maßnahmen in den Übersichtstabellen und -abbildungen geführt sowie im Anhang in Projektsteckbriefen dargestellt.

Überblick über das Offshore-Zubaunetz der Szenarien A 2037, B / C 2037, A 2045 und B / C 2045

Im Rahmen der Planungs-, Zulassungs- und Errichtungszeiten (s. Kapitel 4.2.1) wird die Phase der Errichtungszeit mit dem „Beginn der Umsetzung“ und der „geplanten Fertigstellung“ zeitlich beschrieben. Der geplante Zeitpunkt der Fertigstellung („geplante Fertigstellung“) hängt auch unmittelbar von der Beauftragung ab und bezieht sich auf die Fertigstellung des ONAS gemäß FEP. Die Phasen der Planungs- und Zulassungszeiten sind nicht Bestandteil der Phasen für die Beauftragung und Errichtung, sondern sie sind diesen beiden Phasen vorgelagert.

Die Tabellen 20 und 21 sowie die Abbildungen 52 bis 56 zeigen die ONAS auf, die in den einzelnen Szenarien erforderlich sind. Der FEP 2023 weist nur Flächen mit einer Erzeugungsleistung von ca. 36,5 GW aus. ONAS zur Anbindung von Erzeugungsleistung aus Offshore-Wind, die zur Erreichung der Szenariokennzahlen über 36,5 GW hinaus erforderlich sind, sind in der Tabelle 20 farblich gekennzeichnet und auch in den Abbildungen 52 bis 56 kenntlich gemacht. Für die ONAS mit einer Fertigstellung nach 2031 hat der FEP 2023 noch keine zeitliche Reihung der anzuschließenden Offshore-Flächen und damit noch keine konkreten Termine für die dazugehörigen ONAS ausgewiesen. Die ÜNB sehen daher entsprechend der Genehmigung des Szenariorahmens vor, dass im Szenario A 2045 ein Zubau von jeweils abwechselnd 4 und 2 GW pro Jahr ab dem Jahr 2031 erfolgt. Im Szenario B/C 2045 wird von 2031 bis zum Jahr 2037 4 GW pro Jahr und ab dem 2038 nur noch 2 GW pro Jahr, jeweils bis zum Erreichen von 70 GW Offshore-Erzeugungsleistung, vorgesehen. Hinsichtlich der Fertigstellungstermine der ONAS nach 2031 orientieren sich die ÜNB soweit möglich an den entsprechenden Planungen im Entwurf des FEP vom 01.07.2022.

Tabelle 20: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetz in der Nordsee *

Projekt	Nummer	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt (Abk.)	Trassenlänge in km	Übertragungsleistung in MW	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung) **			
						A 2037	B / C 2037	A 2045	B / C 2045
NOR-9-1	M243	HGÜ-Verbindung NOR-9-1 (BalWin1)	Wehrendorf (Amprion)	ca. 363	2.000	2025/ Q3 2029	2025/ Q3 2029	2025/ Q3 2029	2025/ Q3 2029
NOR-9-2 ***	M236	HGÜ-Verbindung NOR-9-2 (BalWin3)	Wilhelmshaven 2 (TenneT)	ca. 250	2.000	2023/ Q3 2029	2023/ Q3 2029	2023/ Q3 2029	2023/ Q3 2029
NOR-9-3 ***	M234	HGÜ-Verbindung NOR-9-3 (BalWin4)	Unterweser (TenneT)	ca. 265	2.000	2023/ Q4 2029	2023 / Q4 2029	2023/ Q4 2029	2023/ Q4 2029
NOR-10-1	M39	HGÜ-Verbindung NOR-10-1 (BalWin2)	Westerkappeln (Amprion)	ca. 371	2.000	2025/ Q3 2030	2025/ Q3 2030	2025/ Q3 2030	2025/ Q3 2030
NOR-11-1	M233	HGÜ-Verbindung NOR-11-1 (LanWin3)	Suchraum Heide (50Hertz)	ca. 215	2.000	2025/ Q3 2030	2025/ Q3 2030	2025/ Q3 2030	2025/ Q3 2030
NOR-12-1 ***	M231	HGÜ-Verbindung NOR-12-1 (LanWin1)	Unterweser (TenneT)	ca. 265	2.000	2023/ Q3 2030	2023/ Q3 2030	2023/ Q3 2030	2023/ Q3 2030
NOR-12-2	M249	HGÜ-Verbindung NOR-12-2 (LanWin2)	Suchraum Heide (TenneT)	ca. 270	2.000	2023/ Q4 2030	2023/ Q4 2030	2023/ Q4 2030	2023/ Q4 2030
NOR-11-2 ***	M248	HGÜ-Verbindung NOR-11-2 (LanWin4)	Wilhelmshaven 2 (TenneT)	ca. 225	2.000	2023/ Q3 2031	2023/ Q3 2031	2023/ Q3 2031	2023/ Q3 2031
NOR-13-1	M242	HGÜ-Verbindung NOR-13-1 (LanWin5)	Suchraum Rastede (TenneT)	ca. 290	2.000	2024/ Q3 2032	2024/ Q3 2031	2024/ Q3 2032	2024/ Q3 2031
NOR-21-1	M254	HGÜ-Verbindung NOR-21-1 (BorWin7)	Niederrhein (Amprion)	ca. 454	2.000	2029/ Q3 2034	2027/ Q3 2032	2029/ Q3 2034	2027/ Q3 2032
NOR-14-1 ****	M263	HGÜ-Verbindung NOR-14-1	Blockland/neu (TenneT)	ca. 390	2.000	vrs. 2028/ Q3 2034	vrs. 2026/ Q3 2032	vrs. 2028/ Q3 2034	vrs. 2026/ Q3 2032
NOR-13-2 ****	M262	HGÜ-Verbindung NOR-13-2 (LanWin6)	Suchraum Pöschendorf (50Hertz)	ca. 310	2.000	vrs. 2028/ Q3 2033	vrs. 2028/ Q3 2033	vrs. 2028/ Q3 2033	vrs. 2028/ Q3 2033
NOR-15-1 ****	M256	HGÜ-Verbindung NOR-15-1	Kusenhorst (Amprion)	ca. 550	2.000	vrs. 2029/ Q4 2034	vrs. 2028/ Q3 2033	vrs. 2029/ Q4 2034	vrs. 2028/ Q3 2033
NOR-16-2 ****	M264	HGÜ-Verbindung NOR-16-2	Suchraum Pöschendorf (TenneT)	ca. 365	2.000	vrs. 2030/ Q3 2036	vrs. 2028/ Q3 2034	vrs. 2030/ Q3 2036	vrs. 2028 / Q3 2034
NOR-17-1	M246	HGÜ-Verbindung NOR-17-1	Rommerskirchen (Amprion)	ca. 653	2.000	vrs. 2030/ Q3 2035	vrs. 2029/ Q3 2034	vrs. 2030/ Q3 2035	vrs. 2029/ Q3 2034
NOR-16-1 ****	M265	HGÜ-Verbindung NOR-16-1	Suchraum BBS (50Hertz)	ca. 460	2.000	vrs. 2031/ Q3 2036	vrs. 2030/ Q3 2035	vrs. 2031/ Q3 2036	vrs. 2030/ Q3 2035
NOR-18-1 ****	M266	HGÜ-Verbindung NOR-18-1	Wiemersdorf/Hardebek (TenneT)	ca. 400	2.000		vrs. 2029/ Q3 2035	vrs. 2032/ Q3 2038	vrs. 2029/ Q3 2035
NOR-19-1	M247	HGÜ-Verbindung NOR-19-1	Oberzier (Amprion)	ca. 807	2.000	vrs. 2032/ Q3 2037	vrs. 2031/ Q3 2036	vrs. 2032/ Q3 2037	vrs. 2031/ Q3 2036
NOR-19-3 ****	M257	HGÜ-Verbindung NOR-19-3	Krftel (Amprion)	ca. 918	2.000		vrs. 2031/ Q4 2036	vrs. 2033/ Q3 2038	vrs. 2031/ Q4 2036
NOR-19-2 ****	M258	HGÜ-Verbindung NOR-19-2	Suchraum Ried (Amprion)	ca. 953	2.000		vrs. 2032/ Q3 2037	vrs. 2035/ Q3 2040	vrs. 2032/ Q3 2037
NOR-17-2 ****	M267	HGÜ-Verbindung NOR-17-2	Suchraum Nüttermoor (TenneT)	ca. 375	2.000		vrs. 2031/ Q3 2037	vrs. 2034/ Q3 2040	vrs. 2031/ Q3 2037
NOR-x-6 ****	M268	HGÜ-Verbindung NOR-x-6	Suchraum BBS (50Hertz)	ca. 450	2.000			vrs. 2034/ Q3 2039	vrs. 2033/ Q3 2038

Projekt	Num- mer	Bezeichnung der Maßnahme	Netzver- knüpfungspunkt (Abk.)	Trassen- länge in km	Über- tragungs- leistung in MW	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung) **			
						A 2037	B / C 2037	A 2045	B / C 2045
NOR-20-1	M250	HGÜ-Verbindung NOR-20-1	Suchraum Ras- tede (TenneT)	ca. 375	2.000			vrs. 2035 / Q3 2041	vrs. 2033 / Q3 2039
NOR-x-7 *****	M259	HGÜ-Verbindung NOR-x-7	Lippe (Amprion)	ca. 558	2.000			vrs. 2037 / Q3 2042	vrs. 2035 / Q3 2040
NOR-x-8 *****	M269	HGÜ-Verbindung NOR-x-8	<i>Suchraum</i> Bruns- büttel (50Hertz)	ca. 315	2.000			vrs. 2037 / Q3 2042	vrs. 2036 / Q3 2041
NOR-x-9 *****	M270	HGÜ-Verbindung NOR-x-9	Samtgemeinde Sottrum (TenneT)	ca. 420	2.000			vrs. 2037 / Q3 2043	vrs. 2036 / Q3 2042
NOR-x-10 *****	M260	HGÜ-Verbindung NOR-x-10	Rommerskirchen (Amprion)	ca. 658	2.000			vrs. 2039 / Q3 2044	vrs. 2038 / Q3 2043
NOR-x-11 *****	M271	HGÜ-Verbindung NOR-x-11	Suchraum Nüt- termoor (TenneT)	ca. 325	2.000			vrs. 2038 / Q3 2044	vrs. 2038 / Q3 2044
NOR-x-12 *****	M261	HGÜ-Verbindung NOR-x-12	Sechtem (Amprion)	ca. 684	2.000 *****			vrs. 2040 / Q3 2045	vrs. 2040 / Q3 2045

* Für ONAS zum Anschluss von über 36,5GW Offshore-Leistung sind im FEP 2023 noch keine Flächen mit dazugehörigen Inbetriebnahmedaten ausgewiesen. Diese sind hellblau hinterlegt.

** Die Definition von „Beginn der Umsetzung“ und „geplante Fertigstellung“ erfolgt in Kapitel 7.2.

*** Aufgrund der Vergleichbarkeit der 2-GW-ONAS NOR-9-2, NOR-9-3, NOR-12-1 und NOR-11-2 sowie des größtenteils parallelen Trassenverlaufs wird eine zeitgleiche Vergabe dieser ONAS angestrebt, um mögliche Synergien zu nutzen und Risiken zu minimieren.

**** ONAS, die ausgehend von der Bestätigung des NEP 2035 (2021) in diesem NEP 2037/2045 (2023) neu identifiziert wurden.

***** ONAS mit der Projektbezeichnung NOR-x-6 bis NOR-x-12 sind erforderlich, um das gesetzliche Ausbauziel für Offshore-Windenergie von mindestens 70 GW im Jahr 2045 zu erreichen. Für diese ONAS liegen allerdings noch keine geplanten Festlegungen von anzubindenden Flächen für Offshore- Windenergie im Entwurf des FEP 2023 vor. Zudem wurden die ONAS ausgehend von der Bestätigung des NEP 2035 (2021) in diesem NEP 2037/2045 (2023) neu identifiziert.

***** Das ONAS NOR-x-12 ist zur exakten Erreichung des Ausbauziels von 70 GW nur zu ca. 30 % ausgelastet.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 21: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetz in der Ostsee

Projekt	Num- mer	Bezeichnung der Maßnahme	Netzver- knüpfungspunkt (Abk.)	Trassen- länge in km	Über- tragungs- leistung in MW	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)*			
						A 2037	B / C 2037	A 2045	B / C 2045
OST-2-4	M74	HGÜ-Verbindung OST-2-4 (Ostwind 4)	Suchraum Brünzow (50Hertz)	ca. 109	2.000 ****	vrs. 2025/ Q3 2030	vrs. 2025/ Q3 2030	vrs. 2025 / Q3 2030	vrs. 2025/ Q3 2030
OST-x-1 *****	M274	AC-Verbindung OST-x-1	Suchraum Gnewitz (50Hertz)	ca. 45	300			vrs. 2036/ Q3 2039	vrs. 2036/ Q3 2039
OST-x-2 *****	M275	AC-Verbindung OST-x-2	Suchraum Gnewitz (50Hertz)	ca. 45	300			vrs. 2036/ Q3 2039	vrs. 2036/ Q3 2039
OST-x-3 *****	M276	AC-Verbindung OST-x-3	Suchraum Brünzow (50Hertz)	ca. 80	300			vrs. 2037/ Q3 2040	vrs. 2037/ Q3 2040
OST-x-4 *****	M277	AC-Verbindung OST-x-4	Suchraum Brünzow (50Hertz)	ca. 80	300			vrs. 2037/ Q3 2040	vrs. 2037/ Q3 2040
OST-T-1**	M85	AC-Verbindung OST-T-1** (Testfeld)	Suchraum Broderstorf (50Hertz)	ca. 50	300	----/----***	----/----***	----/----***	----/----***

* Die Definition von „Beginn der Umsetzung“ und „geplante Fertigstellung“ erfolgt in Kapitel 7.2.

** Bei der Genehmigung des Szenariorahmens hat die BNetzA das Testfeld-ONAS unter den Vorbehalt gestellt, dass das BSH die Testfeldfläche im FEP 2023 festlegt. Die Festlegung ist zwar vom BSH erfolgt, mit einer Kapazität von 300 MW und einer Inbetriebnahme im Kalenderjahr 2032, aber unter dem Vorbehalt der Bedingung, dass das Land Mecklenburg-Vorpommern bis zum 30.06.2023 den Bedarf für dieses Testfeld-ONAS bekannt macht. Erst mit der Bekanntmachung ist 50Hertz für die Realisierung des ONAS zuständig. Daher wird das Testfeld-ONAS im NEP derzeit nur informatorisch genannt und dargestellt.

*** Eine gesicherte Festlegung der Termine ist voraussichtlich erst nach Bekanntmachung des Bedarfs des Testfeld-ONAS durch das Land Mecklenburg-Vorpommern möglich.

**** Die Übertragungsleistung von OST-2-4 wurde im FEP 2023 von 1.000 MW auf 2.000 MW erhöht vor dem Hintergrund, dass in den benachbarten AWZ von Schweden und Dänemark als auch im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern weitere Gebiete für Offshore-Windenergie zu erwarten sind. Diese Gebiete könnten durch die erhöhte Übertragungsleistung über OST-2-4 effizienter angebunden werden (Reduzierung von ONAS und Trassenraumnutzung).

***** ONAS, die ausgehend von der Bestätigung des NEP 2035 (2021) in diesem NEP 2037/2045 (2023) neu identifiziert wurden.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die in **Tabelle 19** dargestellten Ausbauziele **gemäß dem genehmigten Szenariorahmen** werden durch die in **Tabelle 13** und **Tabelle 22** aufsummierten Übertragungsleistungen des Offshore-**Ist-Netzes**, **-Startnetzes** und **-Zubaunetzes** erfüllt. Zur **exakten** Erreichung der installierten Erzeugungsleistung aus Offshore-Wind **von 70 GW** sind die Übertragungsleistungen der ONAS **allerdings teilweise** nicht ausgelastet. **Dies ergibt sich durch den in 2-GW-Schritten fortschreitenden Offshore-Ausbau, welcher sich durch die Etablierung des 2-GW-Standards einstellt.** Daher übersteigt die vollständig verfügbare Übertragungsleistung der ONAS des Offshore-Zubaunetzes die **dann tatsächlich** installierte Erzeugungsleistung von Offshore-Wind. Insgesamt ergeben sich je nach Szenario die folgenden Übertragungsleistungen des Offshore-Zubaunetzes gemäß **Tabelle 22**.

Tabelle 22: Übertragungsleistung im Offshore-Zubaunetz

in GW	Szenario A 2037	Szenario B / C 2037	Szenario A / B / C 2045
Nordsee	34,0	42,0	58
Ostsee	2,0	2,0	3,2
Summe	36,0	44,0	61,2

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die folgende Tabelle 23 gibt einen Überblick über die Längen des Offshore-Zubaunetzes in Abhängigkeit der jeweiligen Technologie und der jeweiligen Szenarien. Die erforderlichen ONAS und damit die Gesamtlänge des Offshore-Zubaunetzes sind in der Ostsee in allen Szenarien gleich.

Tabelle 23: Überblick über die Trassenlängen des Offshore-Zubaunetzes

in km*	Szenario A 2037	Szenario B / C 2037	Szenario A / B / C 2045
Nordsee	ca. 6.500	ca. 9.150	ca. 12.950
Ostsee	ca. 110	ca. 110	ca. 360
Summe	ca. 6.610	ca. 9.250	ca. 13.310

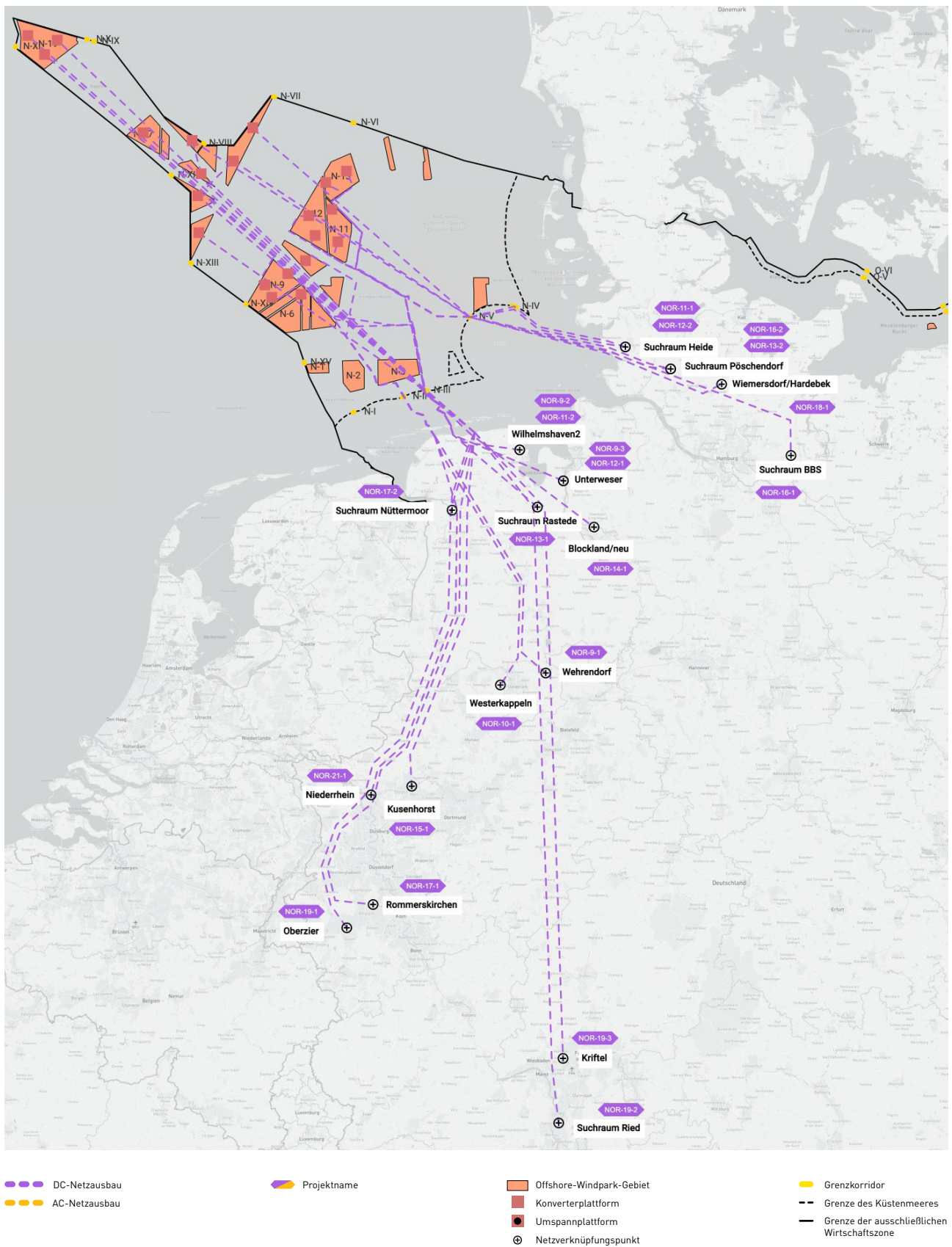
* Das Vorgehen zur Ermittlung der Trassenlänge wird erläutert unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/Zwr>.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Ausgehend von den im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigten ONAS beträgt die Trassenlänge der identifizierten zusätzlichen 20 ONAS im NEP 2037/2045 (2023), die zur Erreichung der Offshore-Ausbauziele in den Szenarien A/B/C 2045 notwendig sind, insgesamt ca. 8.455 km.

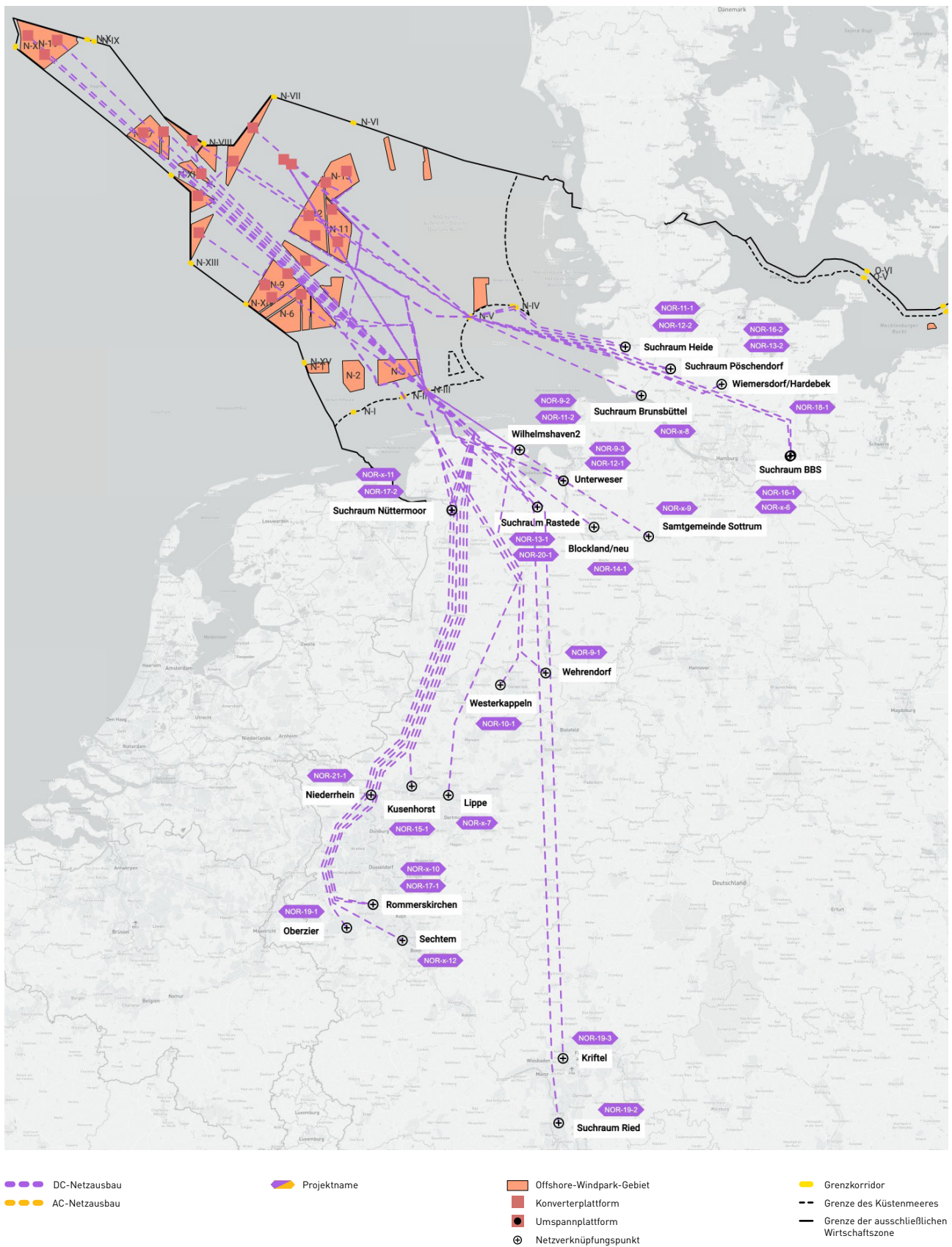
Die nachfolgenden Abbildungen des Offshore-Zubaunetzes bilden die Ausbaumaßnahmen schematisch ab und dienen lediglich der Orientierung. Die exakten Trassenverläufe werden im Rahmen der öffentlich-rechtlichen Genehmigungsverfahren festgelegt. Für die ONAS mit Fertigstellung bis einschließlich 2031 kann die jeweilige räumlich festgelegte Trasse in der AWZ dem FEP 2023 entnommen werden.

Abbildung 53: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee in den Szenarien B / C 2037



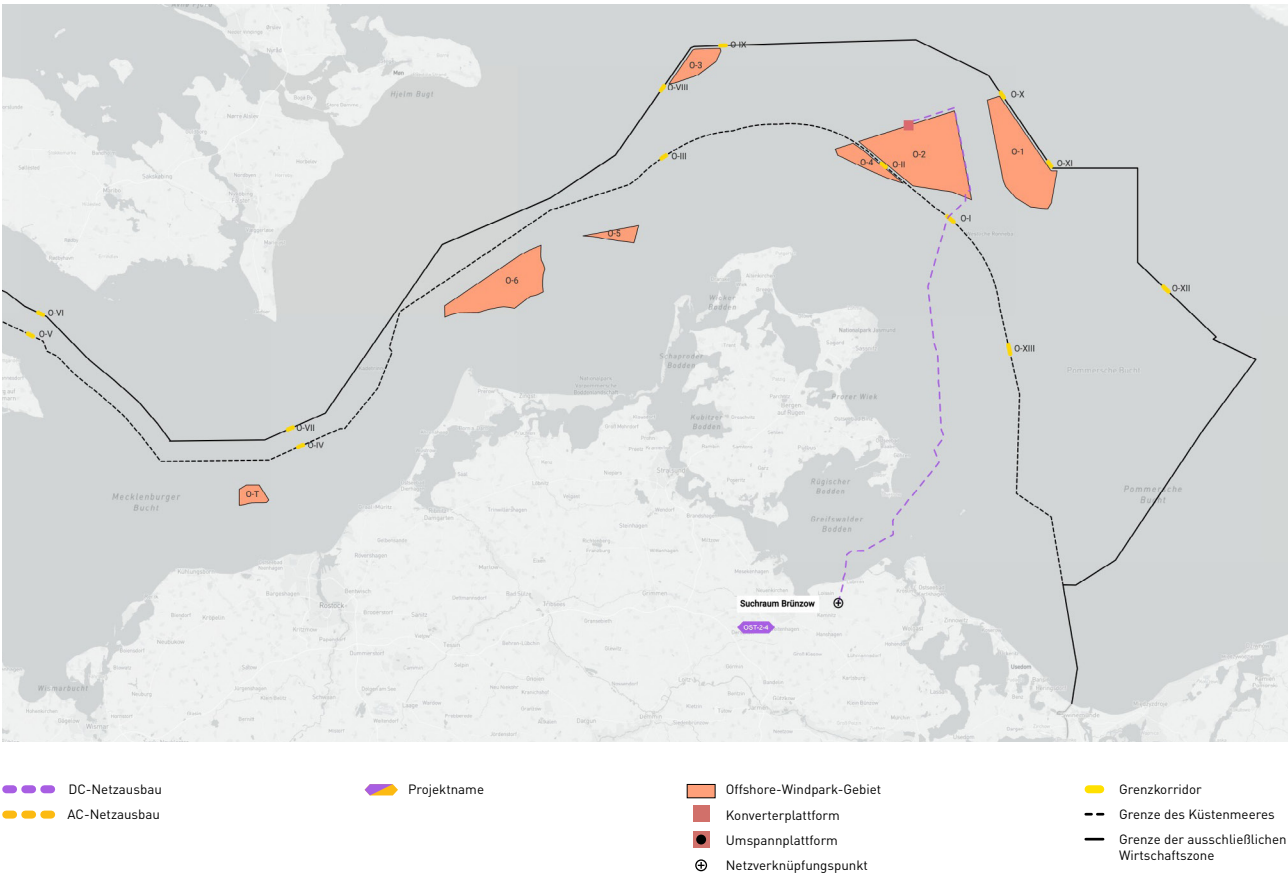
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

Abbildung 54: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee in den Szenarien A/B/C 2045

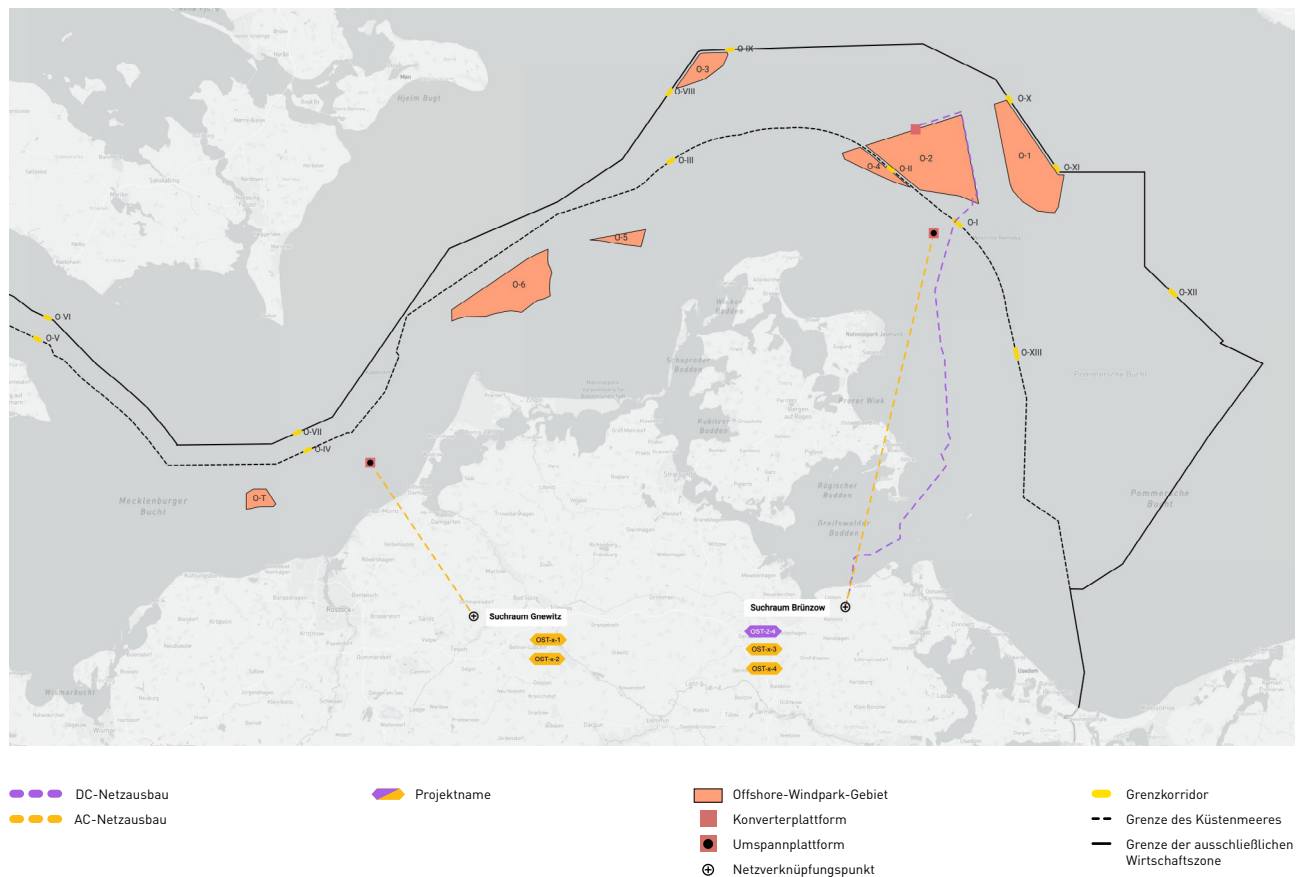


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

Abbildung 55: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Ostsee in den Szenarien A / B / C 2037



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

Abbildung 56: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Ostsee in den Szenarien A / B / C 2045


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

4.2.4 Investitionsvolumen des Offshore-Netzausbaubedarfs

Bei allen im Folgenden für das Offshore-Zubaunetz ermittelten Investitionen handelt es sich um Hochrechnungen auf Basis gegenwärtiger Personal-, Material- und Logistikkosten. Die in Tabelle 24 und 25 ausgewiesenen Schätzungen für Anschaffungs- und Herstellungskosten für einzelne Komponenten der ONAS sind Durchschnittswerte **der nächsten 20 Jahre** für unterschiedliche Offshore-Netzausbaumaßnahmen **und sollen für Inbetriebnahmen von ONAS bis zum Jahr 2045 Anwendung finden**. Da für die zukünftigen DC-ONAS mit einer Systemspannung von 525 kV noch keine Erfahrungswerte hinsichtlich realer Investitionen aus der Vergangenheit vorliegen, sind die in der Tabelle 24 ausgewiesenen Positionen für Anschaffungs- und Herstellungskosten als Kostenprognosen anzusehen. Aufgrund der langen Planungszeiträume kann es zu Abweichungen und erforderlichen Anpassungen allem voran bei diesen Schätzungen kommen.

Das hieraus ermittelte Investitionsvolumen wird stark durch die in Abbildung 58 dargestellten Risiken beeinflusst. Derzeit liegen keine hinreichend belastbaren Erkenntnisse vor, die eine perspektivische Reduzierung der angegebenen Investitionen erwarten lassen.

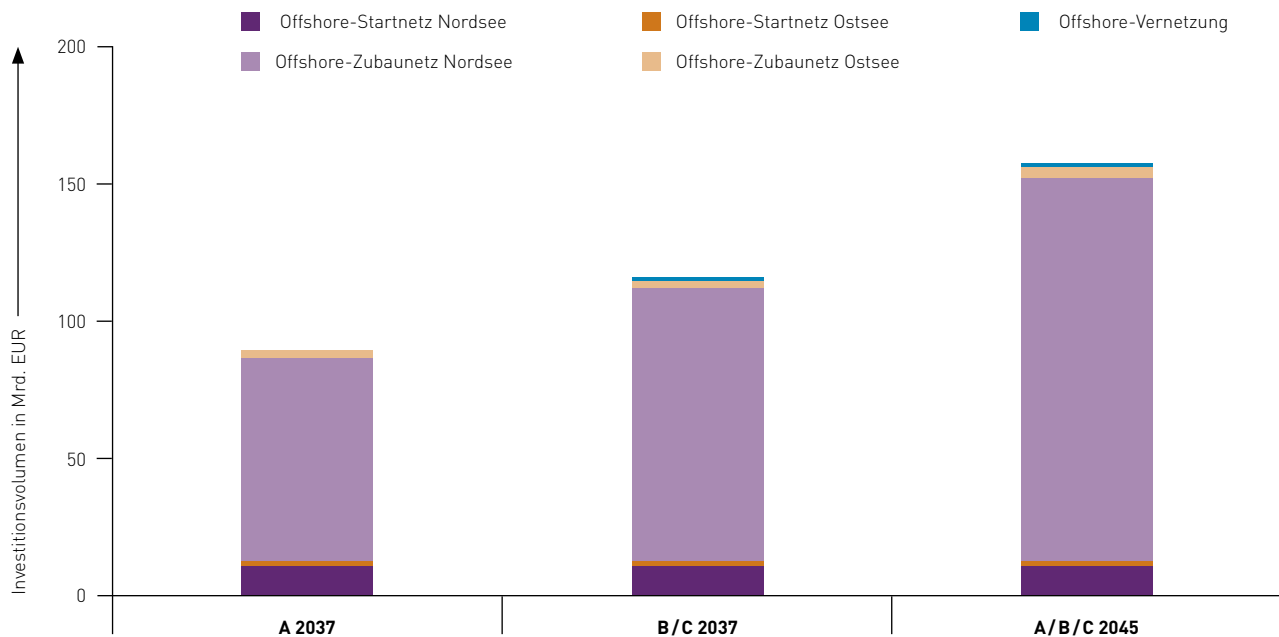
Ausgehend von den oben angeführten Annahmen erfordern die untersuchten Szenarien A 2037 und B/C 2037 mit den nationalen Ausbaupfaden von 50,5 GW und 58,5 GW gemäß Szenariorahmen im Ergebnis Investitionen in Höhe von ca. 77,0 Mrd. EUR und 103,5 Mrd. EUR. Für die Szenarien A/B/C 2045 betragen die Investitionen für die Ausbaupfade von 70 GW (Bruttouzubau 74 GW) ca. 145,1 Mrd. EUR.

Das allen Szenarien zugrunde liegende und hinzuzurechnende Investitionsvolumen der bereits in der Realisierung befindlichen Offshore-Netzausbaumaßnahmen des Offshore-Startnetzes beträgt rund 12,4 Mrd. EUR.

Bei AC- beziehungsweise DC-ONAS mit 66-kV- oder 132-kV-AC-Direktanbindungskonzepten sind keine weiteren Investitionen für AC-Kabelsysteme enthalten, da der Anschluss der OWP an die Umspann- (AC) beziehungsweise Konverterplattform (DC) des ÜNB in den Verantwortungsbereich des jeweiligen OWP-Vorhabenträgers fällt.

Das gesamte Investitionsvolumen der einzelnen Szenarien des NEP 2037/2045 (2023) ist in der Abbildung 57 grafisch dargestellt.

Abbildung 57: Schätzung des Investitionsvolumens in Abhängigkeit der Szenarien des NEP 2037/2045 (2023)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 24: Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten für das Offshore-Zubaunetz Nordsee

Anlage / Anlagenteil	AHK *	Einheit	Bemerkung
DC-Kabelsysteme (seeseitig) 525 kv (inkl. metallischem Rückleiter)**	6,0	Mio. EUR/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
DC-Kabelsysteme (landseitig) 525 kv (inkl. metallischem Rückleiter)**	7,6	Mio. EUR/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
DC-Kabelsysteme (seeseitig) 525 kv zwischen Konvertern (mit metallischem Rückleiter)**	5,5	Mio. EUR/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
DC-Stationen 525 kv (landseitig)	0,3	Mio. EUR/MW	pauschal inkl. Kosten für die Nebenanlagen
DC-Stationen 525 kv (landseitig) inklusive Multi-Terminal-Fähigkeit (exklusive DC-Leistungsschalter)	0,35	Mio. EUR/MW	pauschal inkl. Kosten für die Nebenanlagen
DC-Stationen 525 kv (seeseitig), inklusive Plattform	0,7	Mio. EUR/MW	pauschal inkl. Kosten für die Nebenanlagen
DC-Stationen 525 kv (seeseitig) inklusive Plattform und Multi-Terminal-Fähigkeit (exklusive DC-Leistungsschalter)	0,73	Mio. EUR/MW	pauschal inkl. Kosten für die Nebenanlagen

* Anschaffungs- und Herstellungskosten

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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 25: Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten für das Offshore-Zubaunetz Ostsee

Anlage / Anlagenteil	AHK*	Einheit	Bemerkung
AC-Kabelsysteme 220 kv (see- und landseitig)	2,1	Mio. EUR/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
AC-Stationen 220 kv	0,8	Mio. EUR/MW	pauschal für See- und Landstation gemeinsam, inkl. Kosten für die Nebenanlagen
DC-Kabelsysteme (seeseitig) 525 kv (inkl. metallischem Rückleiter)**	6,0	Mio. EUR/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
DC-Kabelsysteme (landseitig) 525 kv (inkl. metallischem Rückleiter)**	7,6	Mio. EUR/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
DC-Stationen 525 kv (landseitig)	0,3	Mio. EUR/MW	pauschal inkl. Kosten für die Nebenanlagen
DC-Stationen 525 kv (landseitig) inklusive Multi-Terminal-Fähigkeit (exklusive DC-Leistungsschalter)	0,35	Mio. EUR/MW	pauschal inkl. Kosten für die Nebenanlagen
DC-Stationen 525 kv (seeseitig), inklusive Plattform	0,7	Mio. EUR/MW	pauschal inkl. Kosten für die Nebenanlagen
DC-Stationen 525 kv (seeseitig) inklusive Plattform und Multi-Terminal-Fähigkeit (exklusive DC-Leistungsschalter)	0,73	Mio. EUR/MW	pauschal inkl. Kosten für die Nebenanlagen

* Anschaffungs- und Herstellungskosten

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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Eine stabile und verlässliche Planung und weitgehende Standardisierung der ONAS sind wichtige Voraussetzungen für die Hebung von Senkungspotenzialen bei den Investitionen. Durch Änderungen der technischen, räumlichen, planerischen, rechtlichen oder regulatorischen Vorgaben oder die Modifizierung der Schnittstellen zwischen OWP-Vorhabenträger und ÜNB können die Investitionen beeinflusst werden.

Die Errichtung von ONAS stellt an alle Beteiligten hohe Anforderungen. Daher können sich erhebliche Risiken in Bezug auf die Einhaltung der abgeschätzten Anschaffungs- und Herstellungskosten sowie Termine ergeben. Unter anderem sind die folgenden in Abbildung 58 dargestellten Risiken zu berücksichtigen, die sich aufgrund der örtlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen unterschiedlich stark in den Netzausbaumaßnahmen ausprägen können.

Abbildung 58: Mögliche Risiken bei der Umsetzung von ONAS

Planung/Zulassung (Rechtsrahmen)	› Einsprüche aus privatrechtlichen und öffentlichen Belangen › Anzahl umsetzbarer Bohrungen zur Querung von Inseln, Deichen etc. › Auflagen für zu verwendende technische Geräte › Genehmigungszeiträume/-umfang › Raumwiderstände im Planungsraum (Schutzgebiete, Bebauung etc.)
Beschaffung/Vergabe (Markt)	› Rohstoffe (Metallpreisschwankungen, Preisschwankungen von Treib- und Schmierstoffen) › Preisentwicklung (Wechselkursschwankungen, internationale Krisen) › Anbietermarkt (geringe Anzahl von Lieferanten, Entwicklung von Lieferanten aufgrund Technologie schwierig, neue Lieferketten) › Fehlende Produktionskapazitäten
Bau/Transport/Errichtung	› Transport und Installation der Plattform sowie der Kabelsysteme › Verkürzung von Arbeitszeiten oder Wartezeiten durch Schlechtwetter (bspw. Wellen, Wind, Eis, Salz etc.) › Einhaltung der Bauzeitenfenster › Unvorhergesehene Bodenverhältnisse (Verdichtung) › Hindernisse beim Einspülen des Kabelsystems (Morphologie) › Altlasten/archäologische Funde (Munition, Wracks) › Schwierige Bodenverhältnisse (Weichsedimente/Schlick, Mergel) › Steinfeldräumungen oder zusätzliche Steinschüttungen › Zusätzliche Nacharbeiten zum Einbringen des Kabels › Schutzgebiete, Flussquerungen, Bebauung, Querung von (linienhaften) Infrastrukturen

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

4.2.5 Offshore-Vernetzung

Erstmalig wird im NEP 2037/2045 (2023) die Offshore-Vernetzung, das heißt die seeseitige Verbindung von ONAS beziehungsweise Konvertern in DC-Technologie, betrachtet und deren Nutzen aufgezeigt. Bei der Offshore-Vernetzung handelt es sich um die seeseitigen Verbindungen zwischen ONAS.

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

Bei der internationalen Offshore-Vernetzung werden ONAS innerhalb der deutschen AWZ mit ONAS in der AWZ der Nord- und Ostsee-Anrainerstaaten verbunden, um zusätzliche Handelskapazitäten zu erschließen und damit die deutsche und europäische sozio-ökonomische Wohlfahrt zu erhöhen. Hierzu haben die ÜNB eine Studie beauftragt, um den Bedarf der internationalen Offshore-Vernetzung in der europäischen Nord- und Ostsee zu untersuchen. Die im NEP 2037/2045 (2023) identifizierten Maßnahmen zur nationalen Offshore-Vernetzung wurden im Rahmen dieser Studie ebenfalls ergänzend untersucht. Weitere Ausführungen zur Offshore-Vernetzungsstudie erfolgen im Kapitel 6.3.1. *Die Kernergebnisse der Studie zum internationalen Vernetzungsbedarf sowie zur Untersuchung der nationalen Offshore-Vernetzung sind in einem separaten Bericht (Executive Summary) veröffentlicht und unter www.netzentwicklungsplan.de/ZwV abrufbar.*

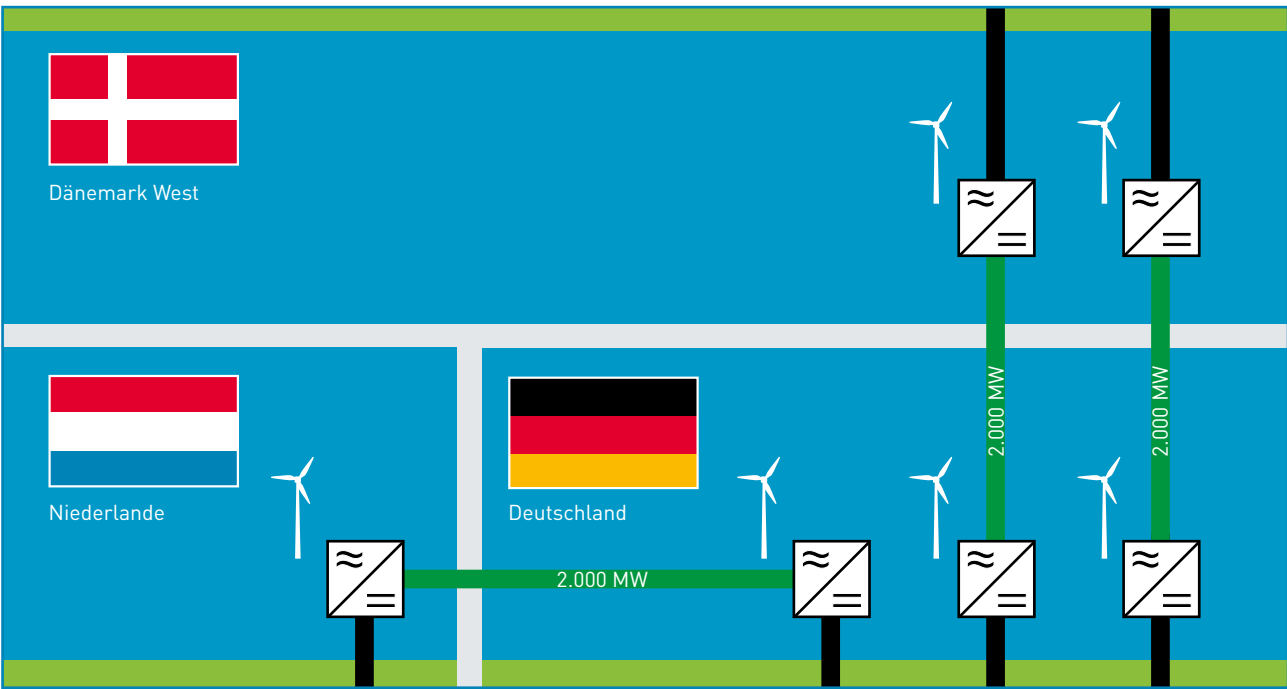
Abbildung 59 stellt beispielhaft eine Topologie basierend auf den Bestrebungen der Ostende- und Esbjerg-Gipfel dar.¹⁰ Im Rahmen der Studie zur Offshore-Vernetzung zeigte diese Topologie im Planungsszenario B 2045 einen positiven Kosten-Nutzen-Vorteil von knapp 330 Mio. EUR pro Jahr für die europäische Marktwohlfahrt. Durch die internationale Offshore-Vernetzung können allgemein mehr erneuerbare Energien in den Markt integriert und der Einsatz thermischer Erzeugung gesenkt werden.

¹⁰ BMWK - Habeck beim North Sea Summit in Ostende: „Vernetzung von Offshore-Windparks in der Nordsee schreitet voran. Wichtige Kooperationsprojekte wurden unterzeichnet“; BMWK – BMWK und ÜNB veröffentlichen Pläne zur Vernetzung von Offshore-Windparks in der Nordsee.

Die ÜNB arbeiten zurzeit gemeinsam mit den entsprechenden europäischen ÜNB an der weiteren technischen und planerischen Konkretisierung der dargestellten Topologie.¹¹

Basierend auf dem veröffentlichten Expert Paper der Esbjerg Cooperation (April 2023) ist für die internationale Offshore-Vernetzung in die niederländische AWZ aktuell das ONAS NOR-14-1 (NVP Blockland) und für die Vernetzung mit der dänischen AWZ aktuell das ONAS NOR-19-3 (NVP Kriftel) vorgesehen. Darüber hinaus käme das ONAS NOR-x-8 (NVP Suchraum Brunsbüttel) für eine zusätzliche Vernetzung mit der dänischen AWZ in Betracht.

Abbildung 59: Beispielhafte Darstellung einer Netztopologie aus der Offshore-Vernetzungsstudie



Quelle: IAEW, Übertragungsnetzbetreiber

Auf Grundlage der Netzanalysen im NEP 2037/2045 (2023) zur Ermittlung des landseitigen Netzausbaubedarfs, insbesondere der strukturellen HGÜ-Ausbaumaßnahmen, wurden erstmalig nationale Offshore-Vernetzungsmaßnahmen ausgewiesen (s. Tabelle 26). Hierdurch wird eine seeseitige Übertragungskapazität zwischen zwei landseitigen NVP der ONAS geschaffen. Diese zusätzliche Übertragungskapazität kann als flexibler Bypass zur Entlastung des landseitigen Übertragungsnetzes genutzt werden, womit Redispatch-Eingriffe minimiert werden. Dadurch können Regionen weiträumig entlastet werden, was in der Wirkweise einem HGÜ-Korridor ähnelt, wobei die Einspeisung der Offshore-Windenergie unter den aktuellen Rahmenbedingungen stets Vorrang hat.

Tabelle 26: Nationale Offshore-Vernetzungsmaßnahmen

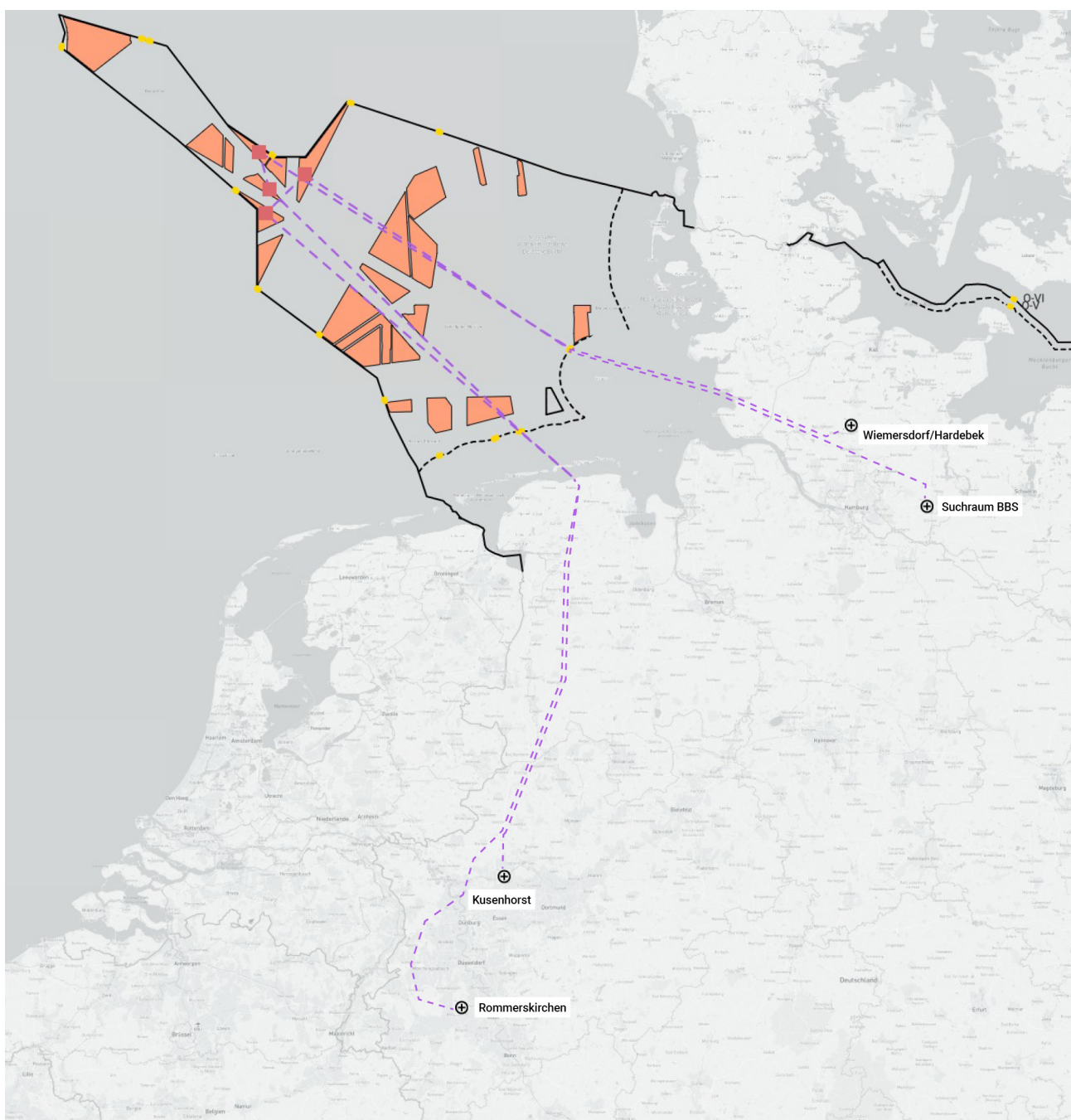
Projekt	Nummer	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt (Abk.)	Trassenlänge in km	Übertragungsleistung in MW	Szenario (Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung)			
						A 2037	B / C 2037	A 2045	B / C 2045
NOR-OV-1	M272	Offshore-Vernetzung NOR-15-1 mit NOR-16-1	Kusenhorst (Amprion) – Suchraum BBS (50Hertz)	48	2.000		ab 2033 / bis 2037	ab 2034 / bis 2037	ab 2033 / bis 2037
	M273	Offshore-Vernetzung NOR-17-1 mit NOR-18-1	Rommerskirchen (Amprion) – Wiemersdorf / Hardebek (TenneT)	26	2.000		ab 2034 / bis 2037	ab 2035 / bis 2038	ab 2034 / bis 2037

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

11 Hybrid interconnector between Germany and Denmark: Amprion and Energinet agree on close cooperation, Offshore Grids (tennet.eu).

Die nationale Offshore-Vernetzung bietet aufgrund der vergleichsweise kurzen Distanzen zwischen den seeseitigen Konverterplattformen der ONAS eine kürzere Kabelverbindung als ein vergleichbarer, konventioneller, landseitiger HGÜ-Korridor zwischen den NVP der seeseitig vernetzten ONAS (s. Abbildung 60). Dadurch wird eine zusätzliche Rauminanspruchnahme an Land vermieden. Die Wirkung der Offshore-Vernetzung ist allgemein abhängig von der aktuellen Einspeisung der OWP. Je höher die Offshore-Einspeisung ist, desto geringer ist das verfügbare Potenzial zum netzdienlichen Betrieb der nationalen Offshore-Vernetzung. Somit steht nicht zu jedem Zeitpunkt die komplette Übertragungsleistung von 2 GW *auf den Verbindungen zwischen den seeseitigen Konvertern* zur Übertragung von Energie zwischen den landseitigen NVP der ONAS zur Verfügung. *Die Offshore-Vernetzung ermöglicht insbesondere eine netzdienliche Verteilung der Offshore-Einspeisung auf die landseitigen NVP. Die ONAS dienen also weiterhin primär der Einspeisung von Energie aus Offshore-Wind in das landseitige Übertragungsnetz.* Insgesamt zeigt sich die nationale Offshore-Vernetzung als netzdienliche und kosteneffiziente Ausbaumaßnahme zur Minimierung von weiträumigen Engpässen.

Abbildung 60: Nationale Offshore-Vernetzung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

4.2.6 Bornholm Energy Island

50Hertz und der dänische Netzbetreiber Energinet beabsichtigen eine innovative, hybride Offshore-Verbindungsleitung zwischen den dänischen Inseln Seeland, Bornholm und dem Gebiet Vorpommern in Deutschland zu errichten. Diese hybride Verbindungsleitung mit der Bezeichnung „Bornholm Energy Island“ (BEI) soll zum einen die Integration von 3 GW Offshore-Windparkerzeugungsleistung nach Dänemark und Deutschland ermöglichen und zum anderen den grenzüberschreitenden Handel im EU-Strombinnenmarkt erweitern. Damit trägt das Projekt zum Green Deal der Europäischen Kommission sowie zu nationalen Klimazielen bei.

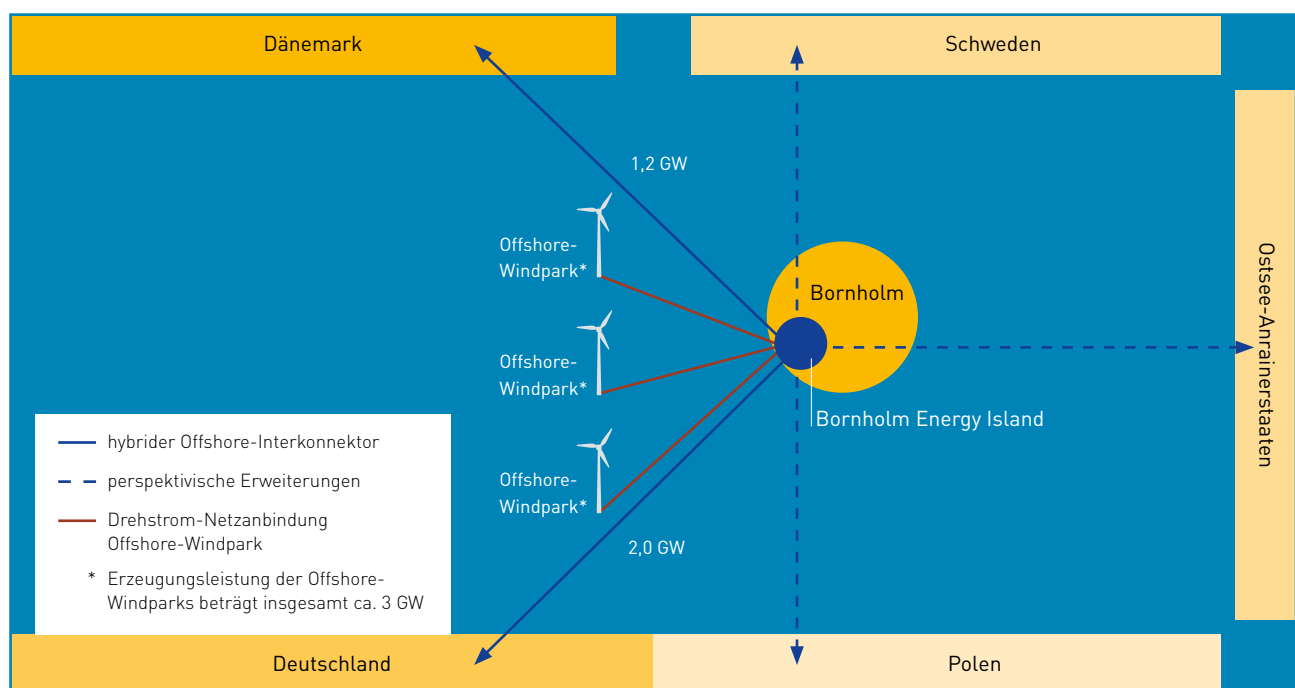
Dafür unterzeichneten die Staaten Dänemark und Deutschland am 26.07.2022 ein Memorandum of Understanding (MoU), welches das Kooperationsprojekt unterstützt und die Eckpunkte für die Umsetzung festlegt. **Auf Grundlage des MoU wurde am 01.06.2023 ein Regierungsabkommen zwischen beiden Ländern unterzeichnet, welches eine rechtlich verbindliche Grundlage zur Realisierung schafft.** Darüber hinaus ist das Projekt Bornholm Energy Island im europäischen Ten-Year Network Development Plan (TYNDP 2022) als Projekt 1106 enthalten.

Beide Netzbetreiber streben den stufenweisen Ausbau des Verknüpfungspunktes auf Bornholm zu einem „Hub“ im Sinne eines Netzknotens an. Dies bedeutet, dass sich im späteren Verlauf weitere Ostseeanrainerstaaten an die Anlagen auf Bornholm anschließen können. Weiterhin soll die Integration potenzieller zusätzlicher Erzeugungsanlagen und Lasten wie Power-to-X-Anlagen auf Bornholm ermöglicht werden.

Um dies technisch effizient realisieren zu können, beabsichtigen beide Netzbetreiber die Errichtung einer Multi-Terminal-/ Multi-Vendor DC-Lösung (MTDC) auf der Insel Bornholm, welche ein technisches Novum für das europäische Übertragungsnetz darstellen würde. Im Zuge dessen sollten zwei Konverter auf Bornholm sowie je ein Konverter auf Seeland (DK) und in Mecklenburg-Vorpommern errichtet werden. Bornholm soll jeweils mit einer DC-Verbindung nach Dänemark (1,2 GW) und Deutschland (2 GW) angebunden werden.

Die hybride Offshore-Verbindungsleistung BEI wurde bei allen Szenarien für 2037 und 2045 in den Markt- und Netzanalysen berücksichtigt.

Abbildung 61: Bornholm Energy Island



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Weiterführende Dokumente und Links

- Vorgehen zur Ermittlung der Trassenlänge (Offshore): <https://www.netzentwicklungsplan.de/Zwr>
- Executive Summary der Studie zum internationalen Vernetzungsbedarf und der Untersuchung der nationalen Offshore-Vernetzung: www.netzentwicklungsplan.de/ZwV
- BSH: Flächenentwicklungsplan 2023 für die deutsche Nord- und Ostsee:
https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP_2023_1/Flaechenentwicklungsplan_2023.pdf?blob=publicationFile&v=1
- BSH: Entwurf Flächenentwicklungsplan 2023 für die deutsche Nord- und Ostsee:
https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP_2022_2/220701_FEP_Entwurf.pdf?blob=publicationFile&v=3
- Genehmigung des Szenariorahmens 2023 – 2037 / 2045 der BNetzA: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2037_Genehmigung.pdf
- BSH: „Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nord- und Ostsee 2016/2017 und Umweltbericht“: https://www.bsh.de/DE/PUBLIKATIONEN/_Anlagen/Downloads/Offshore/Bundesfachplan-Nordsee/Bundesfachplan-Offshore-Nordsee-2016-2017.html