

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart | 20.01.2022 | Seite 1 von 17

GEMEINSAME STELLUNGNAHME
DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER
ZUM VORENTWURF DES FLÄCHENENTWICKLUNGSPLANS
FÜR DIE DEUTSCHE NORD- UND OSTSEE

vom 17. Dezember 2021

Die nachfolgende gemeinsame Stellungnahme der regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber zum Vorentwurf des Flächenentwicklungsplans für die deutsche Nord- und Ostsee vom 17. Dezember 2021 ist in vier Abschnitte gegliedert. Zunächst werden allgemeine Themen im Abschnitt 1 vorangestellt. Im Abschnitt 2 erfolgt die Kommentierung des Vorentwurfs des Flächenentwicklungsplans und im Abschnitt 3 wird zu den vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie aufgeworfenen Fragestellungen aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber Stellung bezogen. In Abschnitt 4 wird gemäß der Aufforderung der BNetzA auf die Angaben zu den Offshore-Netzanbindungssystemen nach § 6 Abs. 2 S. 3 WindSeeG eingegangen.

1 Einleitung und allgemeiner Teil

Im Rahmen der Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans (FEP) 2020 hat das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) am 17. Dezember 2021 den Vorentwurf des FEP veröffentlicht. Mit dem Schreiben der Bundesnetzagentur (BNetzA) vom 06. Januar 2022 zur Aufforderung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zur Abgabe einer gemeinsamen Stellungnahme zum Vorentwurf des FEP vom 17. Dezember 2021 ist die zunächst bis zum 17. Januar 2022 laufende Frist auf den 21. Januar verlängert worden.

Mit vorliegender Stellungnahme kommen die regelzonenverantwortlichen ÜNB der Aufforderung der BNetzA für eine gemeinsame Stellungnahme zum Vorentwurf des FEP nach, soweit dies möglich ist. Die ÜNB weisen ausdrücklich darauf hin, dass in der Stellungnahme die in § 6 Abs. 2 Satz 3 Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) benannten Aspekte nur eingeschränkt berücksichtigt werden konnten, da der Vorentwurf mit Verweis auf die im Koalitionsvertrag dargestellten Ausbauziele und die hiermit verbundene Unsicherheit hinsichtlich des Beschleunigungspotenzials der Netzanbindungen noch keine Angaben etwa zu Kalenderjahren für Ausschreibungen und die Inbetriebnahme von Netzanbindungssystemen als auch deren Plattformstandorte und Trassenverläufe enthält. Darüber hinaus erfolgte die Bestätigung des NEP 2035 (2021) durch die BNetzA erst am 14. Januar 2022 und damit zeitlich recht kurzfristig vor Ablauf der Stellungnahmefrist am 21. Januar 2022. Die ÜNB weisen zudem vorsorglich darauf hin, dass die in der Aufforderung als zwingend („muss“) dargestellten Angaben keine gesetzliche Grundlage im WindSeeG haben. Gleichwohl haben sich die ÜNB bemüht, in der Kürze der Zeit auch diese Anforderungen bestmöglich zu berücksichtigen. Vor diesem Hintergrund und weiterer möglicher Änderungen und Inhalte im weiteren Verlauf des Fortschreibungsprozesses des FEP ist die gemeinsame Stellungnahme der ÜNB zum Vorentwurf allerdings ausdrücklich als nicht abschließend zu betrachten. Die ÜNB behalten sich insbesondere weitere Stellungnahmen im laufenden Verfahren zur Änderung und Fortschreibung des FEP vor.

1.1 Der Flächenentwicklungsplan im Verhältnis zum Netzentwicklungsplan

Die Bearbeitungszyklen für die Erstellung, Konsultation und Veröffentlichung des Netzentwicklungsplans Strom (NEP; alle zwei Jahre) und FEP (mindestens alle vier Jahre) sowie der Landesraumordnungs- und Landesentwicklungsprogramme sind mit Blick auf eine Planungssicherheit für alle Vorhabenträger bis 2045 weiterhin aufeinander abzustimmen. Die ÜNB konnten im Entwurf des Szenariorahmens für den NEP 2037 mit Ausblick auf 2045 (2023), übermittelt an die BNetzA am 10. Januar 2022, lediglich eine vergleichende

Darstellung der Annahmen der ÜNB im Szenariorahmen mit den Planungen des Vorentwurfs des FEP aufnehmen. Die im Vorentwurf des FEP geplanten Zuschnitte der Offshore-Flächen und deren voraussichtlich zu installierender Erzeugungsleistung weichen daher von den Annahmen der ÜNB im Entwurf des Szenariorahmens ab. Die ÜNB werden bei Vorlage des 1. und des 2. Entwurfs des NEP 2037 mit Ausblick auf 2045 (2023) den Verfahrensstand des FEP, soweit möglich, berücksichtigen. Aufgrund der Parallelität der Prozesse NEP und FEP weisen die ÜNB allerdings bereits jetzt schon darauf hin, dass es aufgrund der beschriebenen Konstellation unter Umständen zu Inkonsistenzen bei den Offshore-Daten zwischen NEP und FEP kommen kann. Auf die weiteren Ausführungen in der Stellungnahme der ÜNB zum Vorentwurf des FEP 2020 wird verwiesen.

2 Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber zum Vorentwurf des FEP

2.1 Allgemeine Hinweise der ÜNB zum Vorentwurf des FEP

Die ÜNB möchten zunächst auf einige Festlegungen im Vorentwurf des FEP hinweisen, die aus Sicht der ÜNB von wegweisender Bedeutung für den Ausbau der Offshore-Windenergie insgesamt sind.

1) Orientierung an Standard-Netzanbindungskonzept mit einer Übertragungsleistung von 2 GW in der Nordsee

Die ÜNB befürworten, dass sich die Zuordnung der Offshore-Flächen in den Gebieten N-9 bis N-20 und deren voraussichtlich zu installierende Erzeugungsleistung an der Übertragungsleistung in Höhe von 2 GW eines standardisierten 525-kV-Offshore-Netzanbindungssystems orientiert. Die konsequente Erschließung von Offshore-Flächen durch Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) mit dieser Spannungsebene ermöglicht eine effiziente nationale Vernetzung der ONAS untereinander sowie eine internationale Vernetzung mit ONAS in den angrenzenden ausschließlichen Wirtschaftszonen (AWZ) der Anrainerstaaten von Nord- und Ostsee und weiteren landseitigen Netzverknüpfungspunkten im Ausland. Die deutschen ÜNB arbeiten gemeinsam mit weiteren europäischen ÜNB an der Einführung eines entsprechenden europaweiten Standards.

Bei der Festlegung der voraussichtlich zu installierenden Erzeugungsleistung auf den jeweiligen Flächen für Windenergie auf See mit Direktanschluss an ein 2-GW-ONAS in der Nordsee sollte zum Zwecke einer diskriminierungsfreien Zuordnung der vorzuhaltenden Schaltfelder und J-Tubes auf der Konverterplattform

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart | 20.01.2022 | Seite 4 von 17

gemäß den Festlegungen des FEP 2020 darauf geachtet werden, dass die voraussichtlich zu installierende Erzeugungsleistung auf den Flächen immer ein Vielfaches der Leistung der auf der Plattform befindlichen 500-MW-Blöcken aufweist. Voraussichtlich zu installierende Leistungen, bei denen eine diskriminierungsfreie Verteilung der vorzuhaltenden Schaltfelder und J-Tubes ohne weiteres möglich ist, wären daher 500 MW, 1.000 MW, 1.500 MW und 2.000 MW. Die ÜNB begrüßen daher, dass bei der Ermittlung der voraussichtlich zu installierenden Erzeugungsleistung für Flächen im Vorentwurf des FEP diese Bedingung berücksichtigt worden ist und bitten darum, diesen Hinweis auch im weiteren Verlauf der Fortschreibung des FEP zu berücksichtigen.

2) Geplante Festlegung der Offshore-Flächen in den Gebieten N-9 bis N-20 in der Nordsee

Die ÜNB unterstützen den Vorschlag der Festlegung von weiteren Flächen für Windenergie auf See innerhalb der im Raumordnungsplan (ROP) für die deutsche AWZ in der Nordsee und in der Ostsee 2021 definierten Gebiete und den dazugehörigen ONAS in den Zonen 3, 4 und 5 der Nordsee und in der Ostsee. Nur durch die vorausschauende Planung der begrenzten Flächenverfügbarkeit für die Windenergie auf See lassen sich die im Koalitionsvertrag vereinbarten ehrgeizigen Ausbau-Ziele der Windenergie auf See erreichen.

Aus Sicht der ÜNB sollte die Beschleunigung des Ausbaus der Windenergie auf See sich jedoch auf den Zeitraum nach 2030 konzentrieren, um die neuen Ausbauziele in den Jahren 2035 (40 GW) und 2045 (70 GW) sicher, zuverlässig und kosteneffizient zu erreichen. Dies bedeutet auch, dass die ONAS mit einer Fertigstellung bis inklusive 2030 durch die geplanten Festlegungen des Vorentwurfs des FEP keinen Verzögerungsrisiken ausgesetzt werden sollten. Eine Parallelführung weiterer ONAS über die Grenzkorridore N-II und N-III erschwert insbesondere im Zeitraum bis 2030 und auch darüber hinaus die ohnehin komplexe Situation im Bereich der Insel- und Deichkreuzungen.

Die geplante Festlegung der Flächen in den Gebieten N-9 bis N-20 und die daraus resultierende Anzahl und zeitliche Reihenfolge der ONAS hätte zudem Auswirkungen auf die bestätigten ONAS aus dem NEP 2035 (2021). Es ist sicherzustellen, dass sowohl eine etwaige geänderte Reihenfolge der zu realisierenden ONAS keine negativen Auswirkungen auf den Projektfortschritt der bestätigten ONAS hat als auch ein zusätzliches Projektrisiko für die bereits in Projektierung befindlichen ONAS (gemäß NEP 2035 (2021)) auszuschließen ist. Eine Festlegung der Offshore-Flächen, der Plattformstandorte und der Trassenkorridore muss demnach, insbesondere für die zuletzt genannten ONAS, im Sommer des Jahres 2022 final erfolgen.

a) Auswirkungen der veränderten Flächenzuschnitte auf die ONAS NOR-9-1, NOR-10-1 und NOR-9-2

Durch die vorgeschlagene Erhöhung der Leistungsdichte in den Gebieten N-9 und N-10 und den daraus resultierenden neuen Zuschnitten der Offshore-Flächen innerhalb dieser Gebiete ergibt sich ein zusätzliches ONAS NOR-9-3. Gleichzeitig verschieben sich die bisherigen Standorte der Konverterplattformen für die ONAS NOR-9-1 (BalWin1), NOR-10-1 (BalWin2) und NOR-9-2 (BalWin3). Auch die Kabeltrassierungen innerhalb der Gebiete N-9 und N-10 ändern sich durch die neuen Flächenzuschnitte bzw. durch das zusätzliche ONAS NOR-9-3.

TenneT weist zunächst darauf hin, dass für die Standorte der Konverterplattformen und die Kabeltrassen der Systeme NOR-9-1 (BalWin1), NOR-10-1 (BalWin2) und NOR-9-2 (BalWin3) bereits diverse Gutachten und Untersuchungen wie u.a. Baugrundvoruntersuchungen durchgeführt wurden bzw. derzeit durchgeführt werden. Der Neuzuschnitt der Offshore-Flächen hat zur Folge, dass diese Untersuchungen wiederholt werden müssen, woraus erhebliche interne und externe Mehrkosten sowie terminliche Verschiebungen resultieren.

Diese Änderungen führen bei den bereits in der Projektplanung bzw. Projektumsetzung befindlichen ONAS NOR-9-1 (BalWin1), NOR-10-1 (BalWin2) und NOR-9-2 (BalWin3) zu den folgenden Auswirkungen:

i. Plattformen

Die Ausschreibungen zur Vergabe der HGÜ-Technik und Konverterplattformen der drei vorgenannten ONAS beginnt am 15. Februar 2022, entsprechend sind die oben genannten Untersuchungen abgeschlossen.

Unter der Annahme eines Abschlusses des Fortschreibungsprozesses des FEP mit der finalen Festlegung der neuen Standorte Anfang 2023, wäre eine Wiederholung der oben genannten Untersuchungen erst im Laufe des Jahres 2023 möglich. Aus einer derartigen Verzögerung der Fertigstellung der finalen Ausschreibungsunterlagen bzw. des Beginns der Ausschreibung bis zum Ende des Jahres 2023 würde eine Verzögerung der Fertigstellungstermine von bis zu zwei Jahren resultieren.

Unter der Voraussetzung, dass unverzüglich die finalen Plattformstandorte bekannt wären und die Ausschreibungen zunächst auf Basis der bisherigen Standorte begonnen werden, könnten die Baugrundvoruntersuchungen im Jahr 2022 wiederholt werden und in den Ausschreibungsprozess einfließen. Somit könnten voraussichtlich die oben genannten Verzögerungen teilweise reduziert werden.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart | 20.01.2022 | Seite 6 von 17

In jedem Fall aber bestehen weiterhin Mehrkosten und Risiken für Verzögerungen der Vergabe und damit der Fertigstellungstermine.

ii. Kabelsysteme

Für die Kabelproduktion und -installation, deren Ausschreibung im Sommer 2022 beginnt, gilt vergleichbar zu den Plattformen, dass die Änderungen des Trassenverlaufs Mehrkosten und Verzögerungsrisiken bei der Vergabe und somit auch des Fertigstellungstermins nach sich ziehen werden. Der veränderte Zuschnitt der Offshore-Flächen in den Bereichen in und um die Gebiete N-9 und N-10 führt dazu, dass eine Wiederholung der aktuell laufenden Baugrunduntersuchungen der Trassen für die drei vorgenannten ONAS notwendig ist.

Die Festlegung des zusätzlichen ONAS NOR-9-3 darf daher keine weiteren Veränderungen der Gesamttrassenverläufe der ONAS NOR-9-1 (BaWin1), NOR-10-1 (BaWin2) und NOR-9-2 (BaWin3) zur Folge haben, wie z.B. eine Verschiebung um 100 m, da ansonsten die gesamten abgeschlossenen Baugrunduntersuchungen wiederholt werden müssten und somit weitere Mehrkosten und Verzögerungen zu erwarten wären.

iii. Genehmigungsaspekte

Auch vor dem Hintergrund der zeitgerechten Durchführbarkeit der Genehmigungsverfahren ist eine unverzügliche Festlegung der finalen Standorte der Konverterplattformen und Kabeltrassen erforderlich. Da viele Aspekte, wie zum Beispiel die Benthos-Untersuchungen der Kabeltrassen oder das Baugrund- und Gründungsgutachten zur ersten Freigabe des BSH, standortspezifisch sind. Verzögerungen von Untersuchungen haben einen direkten Einfluss auf die Antragsstellungen und können sich auf die Fertigstellungstermine auswirken.

iv. Zusammenfassung

Auf Basis der oben genannten Darstellung kommen die ÜNB zu dem Ergebnis, dass eine beschleunigte Festlegung der finalen Standorte der Konverterplattformen und Gesamttrassenverläufe im FEP bis spätestens Mitte 2022, voraussichtlich dazu beitragen wird, dass die aktuell geplanten ONAS NOR-9-1 (BaWin1), NOR-10-1 (BaWin2) und NOR-9-2 (BaWin3) wie geplant realisiert werden können. Die Festlegung der Plattformstandorte und Kabeltrassen bis zu diesem Zeitpunkt würde die ÜNB unterstützen, die im FEP 2020 und NEP 2035 (2021) definierten Termine einzuhalten. Weiterhin kann dadurch frühzeitig Planungssicherheit für das weitere ONAS NOR-9-3 geschaffen werden. In diesem Zuge möchten die ÜNB auch auf die aktuell

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart | 20.01.2022 | Seite 7 von 17

angespannte Marktsituation bei HGÜ-Systemen hinweisen und die damit verbundenen terminlichen Risiken bei Verzögerungen der Ausschreibungen.

b) Auswirkungen auf die ONAS NOR-12-1 und NOR-11-1

Auch für die ONAS mit geplanter Inbetriebnahme in den Jahren 2031 und 2033 stellt die Veränderung der Flächenzuschnitte und die bisher fehlenden Festlegungen von Kabeltrassen und Plattformstandorten ein nicht unerhebliches Projektrisiko für die fristgerechte Inbetriebnahme dar. Ursächlich hierfür ist, dass nach aktuellen Planungen die Durchführung der geotechnischen Surveys für die Kabeltrasse und Plattformstandorte von NOR-12-1 (LanWin1) u. NOR-11-1 (LanWin3) zu Beginn von Q3 2022 vorgesehen sind. Um den Projektzeitplan der beiden ONAS nicht zu gefährden, ist es daher zwingend erforderlich die Plattformstandorte und Kabeltrassen bis Ende Q2 2022 belastbar festzulegen.

3 Beantwortung der Konsultationsfragen des Vorentwurfs des FEP

Nachfolgend nehmen die ÜNB zu den folgenden im Vorentwurf des FEP gestellten Fragen Stellung:

Annahmen zum Rückbau

F.1 Wie schätzen Sie die voraussichtliche Betriebsdauer [der bestehenden Offshore-Windparks sowie] der Netzanbindungen ein? [Halten Sie es für wahrscheinlich, dass die Windparks über den Förderzeitraum von 20 Jahren betrieben werden?] Welche Einschätzungen bestehen hinsichtlich der maximalen technischen Lebensdauer der [Windenergieanlagen und] Plattformen sowie der Kabel?

Die getroffenen Aussagen basieren auf den bisherigen Erfahrungen der ÜNB aus der Realisierung und dem Betrieb von ONAS.

Es liegen derzeit noch keine zuverlässigen Erfahrungswerte für die maximale betriebliche Lebensdauer eines gesamten ONAS vor. Diese muss individuell je ONAS ermittelt werden und ist ebenso von den einzelnen verwendeten Komponenten (z.B. Offshore-Kabel, Stahlkonstruktion der Plattform, Fundament, Schutz und Steuerungstechnik) abhängig.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart | 20.01.2022 | Seite 8 von 17

Die bisher realisierten ONAS der TenneT in der Nordsee sind ohne Ausnahme mit der Anforderung einer 30-jährigen Betriebsdauer ausgeschrieben und vergeben worden und in der Ostsee projektbezogen mit einer Betriebsdauer von 20-30 Jahren.

In Bezug auf die maximale betriebliche Lebensdauer werden die Komponenten des ONAS in zwei Kategorien eingeteilt:

1. Komponenten mit Möglichkeit zur Verlängerung der Lebensdauer durch Ersatz

Zu dieser Gruppe gehören prinzipiell alle Komponenten und Betriebsmittel, die in Bezug auf die Funktion und den Einbauort vergleichsweise leicht durch einen Austausch ersetzt werden können (d.h. Erhöhung der maximalen betrieblichen Lebensdauer durch Austausch). Dies betrifft beispielsweise alle Komponenten des HGÜ-Umrichters sowie der Primär-, Sekundär- und Kommunikationstechnik.

Insbesondere der Austausch von Komponenten auf der Konverterplattform ist allerdings von einer individuellen Kosten-Nutzen-Abwägung abhängig, da für den Austausch einiger Betriebsmittel ein unverhältnismäßig großer Aufwand entstehen würde. Ein Austausch der Leistungstransformatoren auf der Konverterplattform wird daher beispielsweise als nicht wirtschaftlich sinnvoll eingestuft.

In der Ostsee können die Offshore-Windparkbetreiber als Entwickler und Betreiber der Plattformstrukturen besser Auskunft über die voraussichtliche Lebensdauer der Umspannplattformen geben, die bis zum Jahr 2025 fertiggestellt werden.

2. Voraussichtliche Komponenten ohne Möglichkeit zur Verlängerung der Lebensdauer

Zu dieser Gruppe gehören Komponenten und Systeme die konzeptionell nicht - jedenfalls nicht ohne weiteres - ausgetauscht werden können oder deren punktueller Austausch zu keiner wesentlichen Erhöhung der maximalen betrieblichen Lebensdauer des Gesamtsystems führen würde. Dies ist insbesondere bei den Plattformen und den Kabelsystemen der Fall. Die Restlebensdauer dieser Komponenten kann gemessen und nur mit Instandhaltung (z.B. Korrosionsschutzmaßnahmen) oder Reparaturarbeiten ausgedehnt werden. Generell gilt, dass diese Komponenten für die Betriebsdauer konzipiert worden sind.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart | 20.01.2022 | Seite 9 von 17

Für die Plattform bzw. Plattformstruktur wäre eine Nachnutzung an den Umfang von Reparaturen und Instandhaltung vor Ort gebunden. Generell kann davon ausgegangen werden, dass mit wirtschaftlich vertretbaren Maßnahmen eine erste Verlängerung der technischen Lebensdauer im Bereich von voraussichtlich bis zu fünf Jahren erreicht werden kann. Finale Aussagen hierzu können aber erst in den letzten Jahren vor Ablauf der geplanten Lebensdauer getroffen werden. Über weitere Verlängerungen der Lebensdauer lassen sich gegenwärtig noch keine belastbaren Aussagen treffen. Es ist zwingend notwendig, die Analyse der Lebensdauer individuell pro ONAS durchzuführen und kontinuierlich in Bezug auf notwendige Instandhaltungsmaßnahmen zu aktualisieren. Eine signifikante Verlängerung der Lebensdauer über die erwartete Betriebsdauer hinaus wird aber gegenwärtig nicht erwartet.

Für die Erwartung der maximalen technischen Lebensdauer der DC-XLPE-Seekabelsysteme liegen weltweit nur wenige Informationen und Erfahrungswerte vor. Basierend auf den empirischen Betriebserfahrungen mit AC-XLPE-Seekabelsystemen wird jedoch angenommen, dass die Restlebensdauer der DC-XLPE-Seekabelsysteme messtechnisch ermittelt werden kann. Ein Verfahren für die Messung der Restlebensdauer für DC-XLPE-Seekabelsysteme ist derzeit noch nicht vorhanden und muss daher noch entwickelt werden.

Es wird jedoch angenommen, dass für die DC-XLPE-Seekabelsysteme der ONAS keine sinnvolle wirtschaftliche Lebensdauererlängerung (z.B. durch einen Teilersatz) über die zu ermittelnde maximale technische Lebensdauer möglich ist. Es wird davon ausgegangen, dass ein DC-XLPE-Seekabelsystem am Ende der technischen Lebensdauer komplett ersetzt werden muss.

Hinzu kommt, dass im Falle einer wirtschaftlichen Verlängerung der Betriebsdauer eines ONAS auch die volkswirtschaftliche und technische Sinnhaftigkeit in Relation zu einer möglichen Verlängerung der Betriebsdauer der bereits angeschlossenen Offshore-Windparks (OWP) untersucht werden muss. So muss individuell betrachtet werden welche Lebensdauererwartungen der Windenergieanlagen angenommen werden können und welche Auswirkungen auf die ONAS dadurch entstehen.

F.2 Welche Rahmenbedingungen sind für den Rückbau der einzelnen Komponenten (insbesondere Gründungsstrukturen, Innerparkverkabelung, Kreuzungsbauwerke) zu beachten? Welche Rückbauverfahren stehen absehbar für die Außerbetriebnahme der Offshore-Windparks im Zeitraum bis 2040 zur Verfügung?

Die Dauer der Rückbauarbeiten der einzelnen Komponenten ist individuell verschieden und abhängig von der Art des Rückbaus, der Umgebung (bspw. Bodenverhältnisse), der Bauart der Plattform, der Rückbaugenehmigungen und deren Genehmigungsaufgaben sowie den jeweiligen Verträgen zum Rückbau mit einem

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart | 20.01.2022 | Seite 10 von 17

zu beauftragenden Generalunternehmer. Generell gehen die ÜNB davon aus, dass der Rückbau des Seekabelsystems die aufwendigste Maßnahme darstellt. Genauere Aussagen zur exakten Dauer für die Rückbauarbeiten einzelner Komponenten sind gegenwärtig nicht möglich. Grundsätzlich sind Rückbauaktivitäten für Offshore-Öl- und Gas-Komponenten als erster Vergleichsansatz annehmbar.

Für den vollständigen Rückbau eines ONAS, d.h. von der Plattform bis zur landseitigen Station, wird davon ausgegangen, dass dafür mehrere Jahre benötigt werden (zzgl. Planungszeiten und Genehmigungsverfahren).

Prinzipiell ist es möglich die zuvor genutzten Trassenkorridore nach erfolgtem Rückbau eines Kabelsystems erneut zu nutzen. Das „Legen auf Lücke“ auf einer ggf. langen Strecke stellt allerdings gewisse Herausforderungen für die Kabelverlegung dar, da höhere Risiken für Bestandskabel (bspw. während der Verlegekampagnen) sowie ggf. eingeschränkte Möglichkeiten zur Versicherbarkeit potenzieller Haftungsschäden bestehen. Darüber hinaus sind Kreuzungsbauwerke auf der zuvor genutzten und rückgebauten Trasse nicht in gleicher Weise nutzbar, so dass neue Kreuzungen mit vorhandenen Kabelsystemen erforderlich wären. Neue Kreuzungen können zu verringerten Schutzabständen zu den noch in Betrieb befindlichen Seekabeln und damit zu höheren Risiken / Versicherung / Haftung usw. führen.

Hinsichtlich des Themas „Legen auf Lücke“ verweisen die ÜNB auf bisherige Stellungnahmen zum Prozess des FEP 2019 und 2020. Es besteht ein Risiko, dass bereits zuvor genutzte und rückgebaute Trassen für eine Nachnutzung nicht zur Verfügung stehen. Eine endgültige Aussage zur Realisierbarkeit von bereits zuvor genutzten und rückgebauten Trassen in einer „Lücke“ kann erst nach Durchführung trassenscharfer geotechnischer Untersuchungen erfolgen und ist daher stets eine Einzelfallentscheidung.

Ob die Anlandepunkte und Deichquerungen nachgenutzt werden können, bedarf einer besonderen Untersuchung und Prüfung, da es sich hier generell um Engpässe und naturschutzfachliche sensible Bereiche handelt.

F.3 Welcher Zeitraum ist für die Außerbetriebnahme und den Rückbau eines Offshore-Windparks einschließlich aller Nebeneinrichtungen anzunehmen?

Die ÜNB können zum Rückbau eines Offshore-Windparks keine Aussagen treffen.

F.4 Halten Sie die Nutzung einzelner bestehender Komponenten (z.B. Gründungsstrukturen, Plattformen) nach Außerbetriebnahme eines Offshore-Windparks im Rahmen einer Nachnutzung für sinnvoll oder ist ein vollständiger Rückbau des Bestandswindparks anzustreben? Wie weisen Sie im Fall einer Nachnutzung die Standsicherheit der in Frage kommenden Komponenten (z.B. Gründungsstrukturen) nach?

Die ÜNB können zum Rückbau eines Offshore-Windparks keine Aussagen treffen.

Leistungsermittlung

F.5 Wie schätzen Sie die beabsichtigten Festlegungen zur voraussichtlich zu installierenden Leistung vor dem Hintergrund der Modellierungsergebnisse aus dem ersten Zwischenbericht des wissenschaftlichen Gutachtens und unter Berücksichtigung der im Koalitionsvertrag genannten Ausbauziele ein?

Die im Vorentwurf des FEP geplante Festlegung der Leistungsdichte und der voraussichtlich zu installierenden Erzeugungsleistung der Flächen für die Windenergie auf See in den Gebieten N-9 bis N-20 in der Nordsee sowie O-2 in der Ostsee stellt eine Möglichkeit zur Erreichung der im Koalitionsvertrag genannten Ausbauziele in der deutschen AWZ dar, falls innerhalb der deutschen AWZ ausschließlich die im ROP AWZ 2021 definierten Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für die Windenergie auf See bis zum Jahr 2045 zugrunde gelegt werden. Durch die Erhöhung der Leistungsdichte werden zusätzliche ONAS notwendig, um die entsprechenden voraussichtlich zu installierenden Erzeugungsleistungen der OWP anzuschließen.

In diesem Zusammenhang ist eine Überprüfung der volkswirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit hinsichtlich des Verhältnisses zwischen Energieertrag und Leistungsdichte erforderlich. Im Vorentwurf wird ausgeführt, dass mit zunehmendem Ausbau der Windenergie auf See und einer Erhöhung der Leistungsdichte in dem im Vorentwurf vorgeschlagenen Umfang mittlere Volllaststunden von ca. 3.100 h/a in den Zonen 1 bis 3 der Nordsee zu erwarten sind. Die ÜNB gehen davon aus, dass die Erhöhung der Leistungsdichte auch in den Ausbauzonen 4 und 5 der Nordsee zu einer Verringerung der mittleren Volllaststundenzahl führt. Wie bereits im Vorentwurf seitens des BSH ausgeführt, muss auch aus Sicht der ÜNB „im Hinblick auf die Erreichung der Ausbauziele für Windenergie auf See [...] die Verringerung der Gesamtauslastung der Windparks und Netzanbindungen mit dem Erreichen der Ausbauziele und der Erhöhung der Gesamtstromerzeugung abgewogen werden“. Eine Untersuchung der Ausbaukulisse des Vorentwurfs nach den Parametern der Begleitforschung zur Modellierung des langfristigen Ertragspotenzials (umfasst u.a. die Leistungsdichte) könnte Klarheit schaffen, ob die deutliche Erhöhung der Leistungsdichte und somit auch der Anzahl der ONAS und Windenergieanlagen auch zu einer adäquaten Steigerung des Gesamtenergieertrags führt. Zudem könnten

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart | 20.01.2022 | Seite 12 von 17

weitere Kennzahlen, welche sowohl die Leistungsdichte als auch die Volllaststundenzahl miteinander vereinigen und einer besseren Vergleichbarkeit der unterschiedlichen Ausbaukulissen und Optimierungsansätze dienen, herangezogen werden. Dazu bieten sich die bereits im Bericht „Unterstützung zur Aufstellung und Fortschreibung des FEP“ (November 2020) eingeführten Kennzahlen der Energiedichte [GWh/km²a] (ebenfalls im Zwischenbericht des Begleitgutachtens zum Vorentwurf des FEP aufgenommen) und der Stromgestehungskosten [ct/kWh] an. Diese könnten gegenüber der kombinierten Betrachtung der Kennzahlen der Leistungsdichte und Volllaststundenzahl eine anschauliche Bewertung der im Zwischenbericht erläuterten Szenarien erlauben und sich somit in den kommenden Entwurf des FEP aufnehmen lassen.

Bei den Überlegungen zu der im Vorentwurf geplanten Erhöhung der Leistungsdichte für die Offshore-Flächen sollte die Möglichkeit weiterer, über die Festlegungen des ROP AWZ 2021 hinausgehender Gebiete für die Nutzung der Windenergie auf See aus Sicht der ÜNB nicht ausgeschlossen werden. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass gemäß Koalitionsvertrag zwischen den Parteien SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP sowie der „Eröffnungsbilanz Klimaschutz“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz die Offshore-Windenergie Priorität gegenüber anderen Nutzungsformen genießen soll bzw. die Möglichkeiten zur Ko-Nutzung zukünftig stärker berücksichtigt werden sollen. Auf Basis dieser Annahme könnte der volkswirtschaftliche Nutzen durch die Verfügbarkeit neuer Gebiete für die Windenergie auf See gegenüber der im Vorentwurf vorgestellten Flächenkulisse und Leistungsermittlung neu bewertet werden.

In diesem Zusammenhang verweisen die ÜNB auf die Ausführungen im Entwurf des Szenariorahmens für den NEP 2037 mit Ausblick auf 2045 (2023), welcher am 17. Januar 2022 veröffentlicht wurde. Die ÜNB berücksichtigen dort weitere potenzielle Gebiete für die Nutzung durch Windenergie auf See in der Nordsee, beispielsweise innerhalb des Naturschutzgebiets Doggerbank und innerhalb der Schifffahrtsroute SN10. Das Naturschutzgebiet Doggerbank ist gemäß ROP AWZ 2021 gut für die Windenergienutzung geeignet und bietet ein zusätzliches Offshore-Potenzial von bis zu 6 GW, sofern eine Nutzung naturverträglich möglich ist.

Einige Bereiche innerhalb der Schifffahrtsroute SN10 sind zudem bis zum Jahr 2035 als befristetes Vorranggebiet und anschließend als Vorbehaltsgebiet für die Schifffahrt festgelegt. Die alternative Nutzung dieses befristeten Vorranggebiets ab dem Jahr 2035 durch die Windenergie auf See, welche bereits in den ersten Konzeptionen des ROP AWZ 2021 enthalten gewesen ist, könnte ein zusätzliches Offshore-Potenzial von ca. 10 GW bergen. Das BSH hat die Möglichkeit einer Nutzung dieser Gebiete innerhalb der Schifffahrtsroute SN10 bereits in einem ersten Gutachten untersuchen lassen. Demnach erscheint zumindest die Nutzung von Teilen der potenziellen Gebiete innerhalb der Schifffahrtsroute SN10 als möglich, auch wenn im Gutachten aufgrund der derzeitigen Rahmenbedingungen von einer entsprechenden Nutzung abgeraten wird.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart | 20.01.2022 | Seite 13 von 17

Insgesamt könnten über die Festlegungen des ROP AWZ 2021 hinaus perspektivisch weitere Gebiete für die Nutzung durch Windenergie auf See zur Verfügung stehen, um das Ausbauziel für Windenergie auf See in Höhe von 70 GW in 2045 zu erreichen ohne die Volllaststunden voraussichtlich wesentlich zu reduzieren.

Netzanbindungen

F.6 Halten Sie bei den zuvor aufgeführten Netzanbindungssystemen NOR-9-3 und NOR-17-1 aufgrund der Entfernung der Flächen zueinander sowie der erforderlichen Kreuzungen mit bestehenden Leitungen einen Anschluss nach dem Direktanbindungskonzept für umsetzbar oder werden bei diesen Flächen Umspannplattformen benötigt?

Ein Anschluss der den ONAS NOR-9-3 und NOR-17-1 zugeordneten Flächen kann prinzipiell durch das Direktanbindungskonzept erfolgen. Da der kapazitive Ladestrom der Seekabel linear mit der Kabellänge ansteigt, muss jedoch bei Vorlage der genauen Trassenführung geprüft werden, ob ein Anschluss ohne zusätzliche Blindleistungskompensation möglich ist. Eine zusätzliche erforderliche Blindleistungskompensation wäre dann jeweils am OWP-seitigen Ende des Kabels auf einer Windenergieanlage unterzubringen, wobei die entsprechenden Kompensationsanlagen durch den OWP so zu dimensionieren sind, dass die in den Netzanschlussregeln festgelegten Anforderungen an den Blindleistungsaustausch am Netzanschlusspunkt eingehalten werden.

Nach den Angaben von TenneT ist eine maximale Kabellänge von 25 km zwischen Konverterplattform und OWP mit Anschluss an ein Schaltfeld einzuhalten, ohne dass zusätzliche Kompensationseinrichtungen bzw. Schaltgeräte mit höheren Abschaltstrom-Fähigkeiten notwendig sind.

Der Flächenanschluss unter Nutzung einer Umspannplattform ist bei der gegebenen Größenordnung der umzusetzenden Leitungslängen nicht nötig. Eine eventuell zusätzlich notwendige Kompensation der Blindleistung auf der Windenergieanlage oder Schaltgeräte mit höheren Abschaltstrom-Fähigkeiten stellen einen signifikant geringeren Aufwand der Umsetzung im Vergleich zur Realisierung einer Umspannplattform dar.

Hinsichtlich der Auswirkungen des ONAS NOR-9-3 in den Gebieten N-9 und N-10 auf die bereits in der Planung bzw. in der Projektierung befindlichen ONAS NOR-9-1 (BaWin1), NOR-10-1 (BaWin2) und NOR-9-2 (BaWin3) wird auf die Ausführungen in Kapitel 2 verwiesen.

Annahmen zum Modellwindpark im Entwurf des Untersuchungsrahmens für die Strategische Umweltprüfung (separates Dokument)

F.7 Halten Sie die Annahmen für die Rahmenparameter der Offshore-Windparks und der Netzanbindungssysteme sowie Plattformen für die Strategische Umweltprüfung vor dem Hintergrund der zu erwartenden technischen Entwicklung für angemessen?

Die Annahmen zu den Rahmenparametern der Konverter- und Umspannplattformen sowie für die Seekabelsysteme aus dem Entwurf des Untersuchungsrahmens für die Strategische Umweltprüfung vom 17. Dezember 2021 scheinen aus Sicht der ÜNB nach aktuellem Kenntnisstand auch für die zu erwartenden technischen Entwicklungen angemessen. Es sollte jedoch klargestellt werden, dass es sich bei der Annahme der ca. 600 m² Grundfläche der Konverterplattform lediglich um die versiegelte Fläche der Gründungsstrukturen handelt (insb. Pfähle, Mudmats). Der erforderliche Kolksschutz der Konverterplattformen ist hierbei nicht erfasst. Es wird zudem darauf hingewiesen, dass für die Nord- und Ostsee die Annahme einer Kabelgrabenbreite von 1 m zutreffend ist und nur während der Installation der Seekabel auch Eingriffe im unmittelbaren Umfeld des Kabelgrabens erforderlich sind (Arbeitsstreifen). Die Annahme zum Standardkreuzungsbauwerk von ca. 900 m² ist für die Nordsee zutreffend, in der Ostsee wird hingegen von einem geringeren Flächenbedarf für Kreuzungsbauwerke von ca. bis zu 750 m² ausgegangen.

Die ÜNB empfehlen bei Umspannplattformen zudem von Jackets statt Monopiles als standardisierter Gründungsstruktur auszugehen. Die Flächeninanspruchnahme einer Jacket-Gründungsstruktur ist dabei tendenziell geringer als die einer Monopile-Gründungsstruktur.

F.8 Welche Annahmen könnten zum Flächenbedarf der Gründung bzw. Kolksschutz bei zunehmender technischer Entwicklung und Wassertiefe getroffen werden? Ist hier eine entsprechende Skalierung des Flächenbedarfs auf Grundlage einer Monopile-Gründung sinnvoll? Welche Gründungsvarianten erscheinen bei zunehmender Anlagengröße und Wassertiefe realistisch? Gibt es bevorzugte Gründungsvarianten für den Fall von Nachnutzungen? Wie sind diese Gründungsvarianten in Bezug auf ihren Flächenbedarf gegenüber der Monopile-Gründung einzuschätzen?

Nach Ansicht der ÜNB nimmt die Flächeninanspruchnahme durch die Gründungsstrukturen für Plattformen mit zunehmender Wassertiefe nicht signifikant zu. Es wird erwartet, dass auch bei steigender Wassertiefe und/oder schlechtem Baugrund und/oder größeren Anlagen tendenziell davon auszugehen ist, dass ein Jacket gegenüber einem Monopile weiterhin die präferierte Gründungsstruktur sein wird.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart | 20.01.2022 | Seite 15 von 17

Für den Fall von Nachnutzungen dürften bei Plattformen Jacket-Gründungsstrukturen gegenüber einer Monopile-Gründung prinzipiell vorzugswürdig sein. Nachnutzungen wurden aber bislang durch die ÜNB nicht geplant.

4 Schreiben der BNetzA zum Vorentwurf des FEP vom 06.01.2022 an die ÜNB

Mit Schreiben vom 06. Januar 2022 hat die BNetzA die ÜNB zur Abgabe einer Stellungnahme zum Vorentwurf des FEP aufgefordert. Neben dem Hinweis der BNetzA zur Beantwortung konkreter Fragen aus dem Vorentwurf des FEP bittet die BNetzA u.a. um Angaben zu allen ONAS, einschließlich der jeweiligen Realisierungsdauer (inklusive Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren), dem jeweiligen technischen Anbindungskonzept sowie des jeweiligen landseitigen Netzverknüpfungspunktes, die erforderlich sind, um die Vorgaben des Vorentwurfs des FEP umzusetzen. Soweit möglich soll zudem auf Wechselwirkungen mit der landseitigen Netzplanung hingewiesen werden. Des Weiteren bittet die BNetzA in der Stellungnahme der ÜNB zum Vorentwurf des FEP die Punkte gemäß § 6 Abs. 2 S. 3 WindSeeG zu berücksichtigen:

- 1) alle aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen, die zur Erreichung der Ziele nach § 4 Absatz 2 sowie für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen erforderlich sind,
- 2) die Vorgaben nach § 5 und die im Bundesfachplan Offshore und in den Netzentwicklungsplänen getroffenen Festlegungen und
- 3) die zu erwartenden Planungs-, Zulassungs- und Errichtungszeiten und die am Markt verfügbaren Errichtungskapazitäten.

Die Beantwortung der Fragen aus dem Vorentwurf des FEP ist Kapitel 3 zu entnehmen.

In der nachfolgenden Tabelle sind Angaben zu den ONAS zur Umsetzung der Planungen des Vorentwurfs des FEP enthalten, sofern diese bereits bekannt sind. Es wird darauf hingewiesen, dass der aktuelle Stand dargestellt wird und Änderungen im weiteren Verlauf der Verfahren möglich sind, insbesondere bezüglich

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart | 20.01.2022 | Seite 16 von 17

der Offshore-Flächen N-9 bis N-20 (siehe Kapitel 2). Die ÜNB werden die weiteren Planungen und Überlegungen hinsichtlich einer Beschleunigung des Ausbaus der Windenergie auf See gemäß Koalitionsvertrag konstruktiv begleiten.

Netz-anbindungs-system	Projekt-name	ÜNB	Netzver-knüpfungspunkt	Gepl. Fertig-stellung s-termin	Über-tragungs-leistung [MW]	Über-tragungs-spannung [kV]	OWP-Ansch-luss [kV]	(Vrs. Gesamt-) Realisierungsdauer
NOR-3-3	DolWin6	TenneT	Emden/Ost	Q4 2023	900	320 DC	155	11 Jahre
NOR-1-1	DolWin5	TenneT	Emden/Ost	Q4 2024	900	320 DC	66	11 Jahre
NOR-7-1	BorWin5	TenneT	Cloppenburg	Q4 2025	900	320 DC	66	11 Jahre
NOR-7-2	BorWin6	TenneT	Büttel	Q4 2027	980	320 DC	66	9 Jahre*
NOR-3-2	DolWin4	Amprion	Hanekenfähr	Q3 2028	900	320 DC	66	11 Jahre
NOR-6-3	BorWin4	Amprion	Hanekenfähr	Q3 2029	900	320 DC	66	11 Jahre
NOR-9-1	BalWin1	TenneT	Unterweser	Q3 2029	2.000	525 DC	66	11 Jahre
NOR-10-1	BalWin2	TenneT	Unterweser	Q3 2030	2.000	525 DC	66	11 Jahre
NOR-9-2	BalWin3	TenneT	Wilhelmshaven II	Q3 2030	2.000	525 DC	66	11 Jahre
NOR-12-1	LanWin1	Amprion	Wehrendorf	2031	2.000	525 DC	66	11 Jahre
NOR-12-2	LanWin2	50Hertz	Raum Heide	2032	2.000	525 DC	66	10-11 Jahre
NOR-11-1	LanWin3	Amprion	Westerkappeln	2033	2.000	525 DC	66	11 Jahre
NOR-11-2	LanWin4	TenneT	Raum Rastede**	2034	2.000	525 DC	66	10-11 Jahre
NOR-13-1	LanWin5	Amprion	Raum Zensenbusch	2035	2.000	525 DC	66	11 Jahre
NOR-x-1		TenneT	Raum Rastede**	2035	2.000	525 DC	66	10-11 Jahre
NOR-x-2		Amprion	Rommerskirchen	2036	2.000	525 DC	66	11 Jahre
NOR-x-3		TenneT	Raum Heide	2037	2.000	525 DC	66	10-11 Jahre
NOR-x-4		Amprion	Oberzier	2038	2.000	525 DC	66	11 Jahre
NOR-x-5		TenneT	Raum Rastede**	2039	2.000	525 DC	66	10-11 Jahre
OST-1-4	Ostwind 3	50Hertz	Raum Brünzow/ Kemnitz/ Lubmin	Q3 2026	300	220 AC	66	8,5 Jahre
OST-2-4	Ostwind 4	50Hertz	Raum Brünzow/ Kemnitz	2030	1.000	***	66	ca. 8,5 Jahre****

OST-T-1	Testfeld	50Hertz	Raum Papendorf*****	*****	300	220 AC	66	8,5 Jahre
---------	----------	---------	---------------------	-------	-----	--------	----	-----------

- * Eine Realisierung des Netzanbindungssystems BorWin6 innerhalb von 9 Jahren bis 2027 wurde ermöglicht, da die Raumordnungsverfahren im Küstenmeer und an Land für das Kabelsystem entfallen konnten.
- ** Raum Rastede bedeutet Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede.
- *** Die Übertragungsspannung ist noch in Prüfung, da zum einen die Leistung des Gebiets EO2-West noch ungeklärt ist (siehe bestätigten NEP 2035 (2021)) und zum anderen im FEP noch keine standardisierten DC-Netzanbindungssysteme für die Ostsee definiert wurden.
- **** Grundsätzlich ist für die Errichtung eines DC-ONAS von einer Dauer von 11 Jahren auszugehen. Um diesen verkürzten, ambitionierteren Zeitplan mit einer Realisierung bis zum Jahr 2030 halten zu können, wird die Umsetzung verschiedener Voraussetzungen (z.B. Beschleunigung der Genehmigungsverfahren) unterstellt.
- ***** Raum Papendorf bedeutet Suchraum Gemeinden Broderstorf, Dummerstorf, Papendorf, Roggentin und Rostock.
- ***** Eine gesicherte Festlegung der geplanten Fertigstellung ist derzeit nicht möglich aufgrund offener Fragestellungen zur Fläche (siehe auch FEP 2020).

Im Hinblick auf die Wechselwirkungen der in der Tabelle genannten ONAS mit dem landseitigen Netzausbau wird auf die Ausführungen im NEP 2035 (2021) verwiesen.

Aussagen zu ONAS, welche erstmals im Vorentwurf des FEP erwähnt werden und welche nicht Bestandteil der Bestätigung des NEP 2035 (2021) durch die BNetzA sind, können zum jetzigen Zeitpunkt nicht getroffen werden. Dies gilt insbesondere hinsichtlich möglicher landseitiger Netzverknüpfungspunkte für diese ONAS.