

Stellungnahme

zum Entwurf des Flächenent- wicklungsplans

Konsultation des Bundesamts für Seeschifffahrt
und Hydrographie (BSH)

Berlin, 19. Dezember 2018

1. Allgemeine Anmerkungen

Der Flächenentwicklungsplan (FEP) stellt das zentrale Steuerungsinstrument für den zukünftigen Ausbau der Offshore-Windenergie im sogenannten „zentralen Modell“ dar. Der BDEW begrüßt, dass durch den FEP die räumliche sowie die zeitliche Koordination des Ausbaus von Offshore-Windparks (OWP) und ihrer Netzanbindung geregelt wird. Die Möglichkeit zur Kommentierung des Entwurfs des FEP nimmt der BDEW gerne in Form unten aufgeführter Antworten zu den angeführten Konsultationsfragen sowie weiterer Anmerkungen und Hinweise wahr.

Nachvollziehbar ist, dass der Entwurf des FEP auf Basis der geltenden Rechtsgrundlagen, wie in Kapitel 1.3 in Verbindung mit Kapitel 3.2 dargelegt, ausgearbeitet wurde. Der Entwurf des FEP bezieht sich dabei explizit auf die in § 1 Abs. 2 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) genannten Ausbauziele für Erneuerbare Energien. Im Koalitionsvertrag wurde von CDU, CSU und SPD eine Anhebung des Ausbauziels für Erneuerbare Energien auf einen Anteil am Bruttostromverbrauch in Höhe von 65 Prozent bis 2030 vereinbart. Für den Bereich der Offshore-Windenergie haben die Koalitionäre im Zuge des Beschlusses zum sogenannten Energiesammelgesetz (EnSaG) zuletzt beschlossen, das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) zu bitten, „für die weiteren Planungen von Offshore-Windparks Szenarien im Bereich 15 bis 20 Gigawatt zu erstellen und zeitnah vorzulegen.“¹

Um verlässliche Rahmenbedingungen für die Energiewirtschaft, auch und insbesondere im Bereich der Offshore-Windenergie, zu gewährleisten, sollte das 65 Prozent-Ziel nun im Kontext der weiteren Gesetzgebung zur Netzausbaubeschleunigung und der Optimierung der Bestandsnetze (Netzsynchrität) auf Realisierbarkeit überprüft und anschließend zeitnah gesetzlich fixiert werden. Dies würde allen Akteuren Rechtssicherheit über den weiteren Kurs der Energiewende geben.

Aus Sicht des BDEW muss eine Konsistenz zwischen dem auszuarbeitenden FEP und der politischen Zielsetzung zum Ausbau der Erneuerbaren Energien im Bereich Offshore gewährleistet werden. Damit einher geht das Erfordernis, dass die vorgesehenen Festlegungen des FEP mit den Planungen zum Netzausbau gemäß Netzentwicklungsplan (NEP) übereinstimmen. Der Szenariorahmen zum NEP 2019-2030 geht von einem Ausbau der Offshore-Windenergie bis zum Jahr 2030 auf 17 (Szenarien B und C 2030) beziehungsweise 20 GW (Szenario A 2030) aus. Die Bewertung vonseiten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) hinsichtlich der netzseitigen Realisierbarkeit der Szenarien im Rahmen des ersten Entwurfs des NEP 2019-2030 wird für Ende Januar 2019 erwartet. Die Synchronisierung der Festlegungen des FEP mit dem NEP 2019-2030 ist aus Sicht des BDEW zwingend erforderlich.

Die Energiewirtschaft unterstützt jede verantwortbare Zusatzanstrengung beim weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien. Die Offshore-Windenergie kann dazu einen relevanten Beitrag leisten. Auch haben die Ergebnisse der zweiten Übergangsausschreibung mit einer durchschnittlichen Zuschlagshöhe von 4,66 ct/kWh den Trend einer starken Kostendegression bestätigt, der es rechtfertigt, Möglichkeiten zur stärkeren Nutzung der Offshore-Windenergie zu eruieren. Aus Sicht des BDEW ist daher zu prüfen, inwieweit die Offshore-Windenergie über

¹ Deutscher Bundestag: Drucksache 19/6155

die bestehenden Zielplanungen hinaus unter Gewährleistung der Aufnahmefähigkeit der Netze einen weiteren Beitrag leisten kann. Vonseiten Marktteilnehmern wird das Vorliegen von weiterem, über die Zielplanung von 15 GW für das Jahr 2030 hinausgehendem Potenzial zur Realisierung von Offshore-Windparks bestätigt.

Der im Koalitionsvertrag vereinbarte und branchenseitig unterstützte² Sonderbeitrag im Bereich der Offshore-Windenergie wurde im Zuge des EnSaG nicht umgesetzt. Die bisherige Planung des Offshore-Zubaus gemäß den Ausschreibungsergebnissen des Übergangssystems führt, zusammen mit der einhergehenden Netzplanung, bis 2025 zu zusätzlich verfügbaren Netzanbindungskapazitäten auf See in Höhe von insgesamt rund 1.560 MW. Aus Sicht des BDEW ist es volkswirtschaftlich sinnvoll, diese verfügbaren Kapazitäten frühzeitig zu nutzen und so Leerstandskosten zu vermeiden.

Der BDEW spricht sich für eine Anpassung des Fördersystems in Richtung einer symmetrischen Marktprämie aus.³ Da zu erwarten ist, dass sich Gebote dadurch mehr an den tatsächlichen Stromgestehungskosten orientieren, würde eine symmetrische Marktprämie das Risiko des „winners curse“ deutlich reduzieren und die Akteursvielfalt nicht beeinträchtigen beziehungsweise sogar stärken. In Folge reduzierter Risiken würde zudem die Realisierungswahrscheinlichkeit bezuschlagter Gebote erhöht. Insbesondere würde eine symmetrische Marktprämie auch eine Differenzierungsmöglichkeit in den zukünftigen Ausschreibungen schaffen. Die Frage, wie Gebote im zentralen Modell zukünftig unterschieden werden können, ist aus Sicht des BDEW dringend zu klären. Da nach gegenwärtigem Rechtsrahmen im zentralen Modell ausschließlich Gebote zu 0,00 ct/kWh zulässig sind, ist nicht nur die Unterscheidbarkeit von Geboten nicht gegeben, sondern insbesondere auch die Akteursvielfalt in den zukünftigen Ausschreibungen im Bereich der Offshore-Windenergie stark gefährdet. Eine Anpassung des Rechtsrahmens sieht der BDEW daher als zwingend erforderlich.

Zu begrüßen ist das grundsätzliche Ziel des FEP, durch eine Standardisierung von Technikgrundsätzen „eine Grundlage für eine systematische und koordinierte Gesamtplanung zu schaffen.“ Dadurch können Synergien genutzt, eine effiziente Raumplanung gewährleistet und Kostensenkungspotenziale erschlossen werden. Um zu verhindern, dass durch die Festlegungen des FEP technologische Neuerungen oder Weiterentwicklungen (beispielsweise beim Abtransport von Energie) eingeschränkt werden, sollten die standardisierten Technikvorgaben, soweit möglich, technologieneutral erfolgen oder aber deren Überprüfung und Überarbeitung vorgesehen werden. Auch sollte die Möglichkeit bestehen, im Einzelfall von Technikvorgaben abweichen zu können, wenn und soweit dies aus spezifischen erforderlich ist oder der Erhöhung der volkswirtschaftlichen Effizienz dient.

Diese Technologieneutralität in den Festlegungen des FEP ist in besonderem Maße mit Blick auf die „sonstigen Energiegewinnungsbereiche“ erforderlich, welche im Rahmen der im Zuge

² Siehe BDEW-Positionspapier vom 20. Juli 2018: „Offshore-Windenergie: Nutzung verfügbarer Anbindungskapazitäten“ (<https://www.bdew.de/service/stellungnahmen/positionspapier-zur-offshore-windenergie-nutzung-verfuegbarer-anbindungskapazitaeten/>)

³ Siehe BDEW-Diskussionspapier vom 22. Januar 2018: „Investitionsrahmen für den Erneuerbare-Energien-Ausbau“ (https://www.bdew.de/media/documents/PI_20180122_Diskussionspapier-Investitionsrahmen-EE-Anlagen_sZBDvb4.pdf)

des EnSaG vorgenommenen Änderungen des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) sowie des Seeanlagengesetzes definiert wurden und deren Festlegung künftig ebenfalls durch den FEP erfolgen soll. Um potenzielle technologische Weiterentwicklungen im Kontext der Energiegewinnung auf See sowie dem Abtransport von Energie (netzgebunden oder ohne Netzanbindung) zu ermöglichen, sollte daher vermieden werden, dass von den Vorgaben des FEP in diesem Bereich Hemmnisse für Weiter- oder Neuentwicklungen technologischer Lösungen ausgehen. Um technologische Weiter- und Neuentwicklungen insbesondere auch perspektivisch nicht einzuschränken, sind daher bei Festlegungen zur Standardisierung von Technikgrundsätzen im Bereich der sonstigen Energiegewinnungsbereiche auch ihre längerfristigen Auswirkungen zu berücksichtigen, beispielsweise mit Blick auf Gebiete in Zone 3 der Ausschließlichen Wirtschaftszone der Nordsee und damit in Gebieten jenseits der für die Ausbauziele bis 2030 einbezogenen Cluster 1 bis 8.

Grundsätzlich sind im Kontext der „sonstigen Energiegewinnungsbereiche“ technologische Neu- und Weiterentwicklungen zu erwarten. Eine Beurteilung der Wettbewerbsfähigkeit von Power-to-X-Lösungen offshore gegenüber onshore-Lösungen ist aktuell hingegen kaum möglich. Im Kontext des derzeit verfolgten Ziels einer reinen technischen Demonstration erscheint die Dimensionierung von bis zu 70 km² für die Erprobung von Technologien für die sonstige Energiegewinnung daher einerseits sehr umfangreich. Ein Ausschöpfen dieses im Rahmen des EnSaG ermöglichten Potenzials könnte andererseits hingegen die Akteursvielfalt dadurch stärken, dass mehrere Vorhaben unterschiedlicher Akteure entwickelt und betrieben werden könnten. Auch würde ein Ausschöpfen des Potenzials belastbare Erkenntnisse über die tatsächliche Wirtschaftlichkeit von Power-to-X-Lösungen offshore im Vergleich zu onshore-Konzepten ermöglichen. Sofern sich der verfolgte technologische Ansatz nach Erprobung als volkswirtschaftlich sinnvoll erweist, sollte eine Ausweitung der bereitgestellten Flächen durch den Gesetzgeber eruiert werden.

Um in Anbetracht der im Bereich der sonstigen Energiegewinnung zu erwartenden langen Planungsvorläufe eine adäquate Planungsgrundlage für die Marktakteure zu schaffen sowie die Möglichkeit sicherzustellen, den mit den sonstigen Energiegewinnungsbereichen geschaffenen Rahmen für Power-to-X-Technologien frühzeitig zu nutzen, sollten entsprechende Flächen nach Möglichkeit bereits im FEP 2019 ausgewiesen werden. Des Weiteren ist aus Sicht des BDEW auch im Bereich der sonstigen Energiegewinnungsbereiche die Sicherstellung wettbewerblicher Rahmenbedingungen erforderlich, um potenzielle Kostensenkungspotenziale zu erschließen.

2. Konsultationsfragen

F.4 – Die Übertragungsnetzbetreiber werden um Stellungnahme zu der Art und Anzahl der vorzuhaltenden Schaltfelder für die Standardleistung von 1.000 MW, aber auch für 900 MW, mit dem 66 kV-Anbindungskonzept gebeten. Hier sollten auch für die verschiedenen Varianten von Verbindungen untereinander (Gleich- sowie Drehstrom) Angaben gemacht werden.

Eine möglichst frühzeitige Feststellung der Anzahl der erforderlichen Schaltfelder ist im Sinne der ÜNB. Die Anzahl sollte jedoch nicht abschließend ex-ante festgelegt werden, sondern bedarf der Abstimmung mit dem beziehungsweise den jeweils bezuschlagten Projekten, da sie maßgeblich von der Anzahl der anzubindenden OWP, ihrer jeweiligen Größe, der Turbinenklasse und den damit verbundenen Einzelleistungen der Anbindungsstrings abhängt. Hier ist eine ausreichende Variabilität pro String notwendig. Zudem besteht ein Bedarf zusätzlicher Schaltfelder für die Versorgung einer Betriebsplattform durch Dritte.

F.5 – Sollte die Planung, Errichtung und der Betrieb der Umspannplattform nach wie vor in der Verantwortung des OWP-Vorhabenträgers liegen oder sollte der Übertragungsnetzbetreiber diese Aufgaben übernehmen?

Wenn die Offshore-Substation (OSS) vom ÜNB geplant, gebaut und betrieben werden soll, sollte der heute praktizierte, konsensuale prozessuale Ablauf unter Berücksichtigung gegebenenfalls aus Sicht des Netzbetriebs erforderlicher Normierungen sowie der Gleichbehandlung aller Netzanschlussnehmer weiterhin Anwendung finden. Darüber hinaus sollte ein Nutzungs- und Zutrittsrecht der OSS für den OWP-Betreiber im erforderlichen Rahmen, um seinen Geschäftstätigkeiten in Form des OWP-Betriebs nachkommen zu können, vertraglich vereinbart werden. Eine Klarstellung sollte zudem dahingehend erfolgen, dass bei der Abwägung zum verfolgten Vorgehen die einhergehenden Investitionen aus Netzsicht und die potenziellen Auswirkungen auf die Netzentgelte berücksichtigt werden.

F.6 – Ist der angenommene Mindestabstand von 750 m bzw. dem fünffachen Rotordurchmesser zwischen zwei Flächen bzw. Windenergieanlagen ausreichend?

Frage 6 ist aus Sicht des BDEW differenziert zu beantworten: In den Zonen 1 und 2 der Nordsee sollte aufgrund der bereits bestehenden, engen Bebauung und der vorhandenen Flächenlimitierungen ein anderer Ansatz gewählt werden als in Zone 3, die im Gegensatz dazu eine „Greenfield-Entwicklung“ zulässt. In den Zonen 1 und 2 sollte kein höherer Mindestabstand festgelegt werden. In Zone 1 besteht zudem aus Gründen der Raumordnung eine Restriktion bezüglich der Nabenhöhe, die die Turbinengrößen und damit die Rotordurchmesser der WEA limitiert.

Bezüglich der nach derzeitiger Planung bis nach 2030 in Zone 3 und den weiteren Zonen erwarteten Anlagengrößen sind 750 m mit Blick auf die durch die Windenergieanlagen (WEA) selbst erforderlichen Abstände (aufgrund von Turbulenzen oder der Standsicherheit) als nicht ausreichend anzusehen. Hier sollte als Abstand zwischen den Parkrändern der fünffache Rotordurchmesser der jeweils größten WEA angesetzt werden.

F.7 – Im Rahmen der Konsultation des Vorentwurfs des FEP wurde die Möglichkeit angesprochen, eine über die Gebotsmenge hinausgehende Mehrbelegung von Flächen mit Windenergieanlagen auf See (engl. Overplanting) zu realisieren. Gemäß der Gesetzesbegründung zu § 24 Abs. 1 Nr. 2 WindSeeG, BT DrS. 18/8860, S. 293, besteht die Möglichkeit, „dass der bezuschlagte Bieter auf der Fläche mehr Windenergieanlagen auf See bauen kann als nach der Gebotsmenge vorgesehen (solange dies der spätere Planfeststellungsbeschluss zulässt). Für den Strom aus diesen zusätzlichen Windenergieanlagen auf See besteht aber kein Anspruch auf die Marktprämie.“

Des Weiteren enthält diesbezüglich die Gesetzesbegründung zu § 24 Abs. 1 Nr. 3b WindSeeG, BT DrS. 18/8860, S. 293, folgenden Satz: „Ermöglicht die später durch den bezuschlagten Bieter tatsächlich installierte Leistung der Windenergieanlagen auf See eine höhere Einspeisung, so ist jede überschießende Einspeisung nicht mehr von der zugewiesenen Netzanbindungskapazität umfasst und unzulässig.“

Grundsätzlich kann der Betrieb zusätzlicher Windenergieanlagen auf See über die Gebotsmenge hinaus unter Einhaltung der zugewiesenen Netzanbindungskapazität zu einer Kompensation von Ertragsausfällen und Übertragungsverlusten sowie einer effizienten Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitung führen. Somit kann mehr Energie pro Fläche eingespeist werden. Das BSH bittet daher die Konsultationsteilnehmer um Stellungnahme zu den folgenden Fragen:

Bis zu welchem Maß wäre eine Installation zusätzlicher Windenergieanlagen über die Gebotsmenge hinaus (sog. Mehrbelegung, engl. Overplanting) aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten sinnvoll? Welche Aspekte müssten hierbei neben der zulässigen Kabelerwärmung (vgl. Frage F.9) Berücksichtigung finden? Sollte ein Planungsgrundsatz für Flächen im Hinblick auf eine maximale Mehrbelegung (beispielsweise maximal in Höhe von 5 % der Gebotsmenge) und den damit ggf. verbundenen Restriktionen im FEP aufgenommen werden?

Vorhabenträgern sollte aus Sicht des BDEW die Flexibilität eingeräumt werden, auf nicht-verpflichtender Basis auch Anlagen mit einer aggregierten Leistung zu installieren, die die bezuschlagte Leistung übersteigt (Overplanting). Dies dient einer Optimierung der Ertragsituation des jeweiligen OWP, beispielsweise durch die Kompensation technischer Defekte oder wartungs- und instandhaltungsbedingter Ausfälle einzelner WEA, und führt dadurch zu einer Optimierung der Stromgestehungskosten bei gegebener Netzanschlussleistung. Dies erhöht somit die volkswirtschaftliche Kosteneffizienz.

Der konkrete Umfang der Mehrbelegung hängt hingegen von mehreren Faktoren ab, beispielsweise von den jeweiligen spezifischen Rahmenbedingungen des OWP-Vorhabens (Größe, Lage, mögliche Designvarianten) sowie vom jeweiligen Betriebskonzept. Die zugewiesene Netzanschlusskapazität am Netzanschlusspunkt (keine über die zugewiesene Netzanbindungsleistung hinausgehende Einspeisung) sowie naturschutzfachliche Rahmenbedingungen, wie gegenwärtig das 2 K-Kriterium, sind aus Sicht des BDEW stets einzuhalten. Die Auswirkungen des im FEP verfolgten Konzepts zum Overplanting auf die vonseiten des anbindungsverpflichteten ÜNB anzusetzenden Lastprofile sind bei der Festlegung zu berücksichtigen. Die Einhaltung oben genannter Anforderungen wirkt dabei entweder als sinnvoll limitierender Faktor für das Ausmaß des jeweiligen OWP-Overplantings oder es erfordert die Entwicklung und

Anwendung weitergehender technologischer Konzepte durch den Vorhabenträger wie beispielsweise der Kombination von WEA mit Speichertechnologien oder Power-to-X-Anwendungen. Der BDEW begrüßt diesen Anreiz zu technologischen Weiterentwicklungen, die mit einem Offenhalten des konkreten Umfangs von Overplanting einhergehen würde.

Bezüglich der Frage der Zulässigkeit von Overplanting wird in obiger Fragestellung auf die Gesetzesbegründung zu § 24 WindSeeG verwiesen. Der BDEW teilt die Auffassung, dass Overplanting demnach zulässig ist, die tatsächlich eingespeiste Leistung jedoch auf die jeweilige im Gebotstermin bezuschlagte Leistung beschränkt ist.

Die Feststellung oben genannter Gesetzesbegründung, dass für „den Strom aus diesen zusätzlichen Windenergieanlagen auf See [...] aber kein Anspruch auf die Marktprämie“ bestehe, stellt de facto ein Hemmnis für die Umsetzung von Overplanting dar. Um Vorhabenträgern die realistische Möglichkeit zum Overplanting zu eröffnen und die Erschließung der genannten volkswirtschaftlichen Effizienzpotenziale zu ermöglichen, sollte aus Sicht des BDEW eine gesetzgeberische Klarstellung erfolgen, dass der Anspruch auf Marktprämie nur für den maximal im Umfang der bezuschlagten Leistung erzeugten Strom bestehen kann, unabhängig davon, welche der WEA eines OWP den eingespeisten Strom tatsächlich erzeugt hat. Die Sinnhaftigkeit des Overplantings geht dabei aus Sicht des BDEW über den Ausgleich der elektrischen Leitungs- und Transformationsverluste hinaus und umfasst auch den Ausgleich von beispielsweise wartungs- und instandhaltungsbedingten Nichtverfügbarkeiten von Turbinen.

Weiterhin fällt auf, dass mit § 24 WindSeeG auf eine Vorschrift aus dem zentralen Modell verwiesen wird. Dies ist insoweit konsequent, als dass der FEP nur für Projekte ab 2026 (und somit ab dem Start des zentralen Modells) gilt. Unter Berücksichtigung der Auswirkungen des Overplantings auf die Lastprofile der (bereits in Planung befindlichen) Netzanbindungssysteme, sollte geprüft werden, inwieweit die Neuerung für vor dem Jahr 2026 avisierte Projekte Anwendung finden könnte.

F.8 Ist es aus Ihrer Sicht sinnvoll, Kabelsysteme künftig tiefer als 1,5 m zu verlegen, um die Temperaturentwicklung am für das 2 K-Kriterium relevanten Aufpunkt zu reduzieren bzw. die Standardleistung unter Einhaltung des 2 K-Kriteriums zu erhöhen? Welche zusätzlichen Aspekte wären hierbei zu berücksichtigen?

Eine pauschal vorgeschriebene Legetiefe der Innerparkverkabelung von mehr als 1,5 m ist nicht sinnvoll. Eine in dieser Form festgeschriebene Legetiefe kann dazu führen, dass bei zu hohen Werten des Wärmewiderstandes des umgebenden Sediments ein Kabel mit größerem Querschnitt verwendet werden muss und so die Wirtschaftlichkeit des jeweiligen Vorhabens beeinträchtigt wird. Da die Einhaltung des 2 K-Kriteriums von mehreren Parametern abhängig ist und eine tiefere Legung zudem die Stromtragfähigkeit reduziert beziehungsweise die Übertragungsverluste erhöht, sollte die exakte Legetiefe für jeden Routenabschnitt individuell festzulegen sein. Als effektiv wird hierbei die Möglichkeit zur dynamischen Lastregelung unter Berücksichtigung des 2 K-Kriteriums gesehen.

F.9 – Inwiefern wäre das erwähnte Lastprofil für Seekabelsysteme (77% / 99% / 77%) auch bei einer möglichen zusätzlichen Installation weiterer Windenergieanlagen ohne Überschreitung der zugewiesenen Kapazität am Netzanschlusspunkt (sog. Mehrbelegung, engl. Overplanting) noch zur Nachweisführung zum 2 K-Kriterium geeignet?

Entsprechend den Untersuchungen von OWP-Vorhabenträgern sei das 77 %/99 %/77 %-Lastprofil auch unter Overplanting-Rahmenbedingungen adäquat, da die 77 %-Vorlast-Bedingung bereits den jährlichen Durchschnitt der Kabelverluste übersteige.

Dem gegenüber wird ÜNB-seitig darauf hingewiesen, dass Mehrbelegungen in Form einer zusätzlichen Installation weiterer WEA zu einer Erhöhung der Leistungseinspeisung unterhalb der zugewiesenen Netzanschlussleistung führen, was eine Anpassung der momentanen Berechnungsmethodik erfordere. Auch könne die Optimierung von WEA im Schwach- und Mittelwindbereich sowie die „High Wind Ride Through“ (HWRT)-Fähigkeit mittelfristig eine Anpassung der Berechnungsmethodik erfordern. Im Ergebnis scheine das 77 %/99 %/77 %-Lastprofil unter Verwendung der aktuellen Berechnungsmethodik daher für den Nachweis des 2 K-Kriteriums ungeeignet und es sei ein angepasstes Lastprofil zugrunde zu legen.

Aus Sicht des BDEW sind hier weitere Untersuchungen erforderlich, um die Anwendbarkeit des 77 %/99 %/77 %-Lastprofils auch unter Overplanting-Rahmenbedingungen beurteilen zu können.

F.10 – Sollte im Rahmen des Planungsgrundsatz 4.4.4.8 die Möglichkeit vorgesehen werden, auch während des laufenden Kabelbetriebs anhand von Messungen der Leitertemperatur die Einhaltung des 2 K-Kriteriums nachzuweisen?

Die Möglichkeit des Nachweises der Einhaltung des 2 K-Kriteriums durch Messung der Leitertemperatur bei der Innerparkverkabelung sollte vorgesehen werden. Die Sinnhaftigkeit einer über die Innerparkverkabelung hinausgehenden Messung der Leitertemperatur zur Einhaltung des 2 K-Kriteriums ist in Anbetracht des Kosten-Nutzen-Verhältnisses und unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf die Netzentgelte zu prüfen.

F.11 – Die Methodik der Leistungsermittlung wurde dahingehend angepasst, dass die Festlegung sehr hoher Leistungswerte auf einzelnen Flächen vermieden wird. Damit beträgt die maximal anzulegende Leistungsdichte ca. 17 MW/km². Halten Sie die angepasste Methodik für zielführend?

Um ein ertragsoptimiertes Parkdesign und damit die Hebung volkswirtschaftlicher Effizienzpotenziale zu ermöglichen, sollte für OWP-Vorhabenträger grundsätzlich (betreffend Fragen 11 bis 13) Handlungsspielraum für individuelle Optimierungen bestehen. Dies bedeutet insbesondere, über die Leistung entsprechend der Flächen- und Netzkapazitätsplanung hinaus die Möglichkeit zur Verdichtung und zum Overplanting (siehe Ausführungen zu Frage 7) einzuräumen.

Grundsätzlich erscheint das geschilderte Vorgehen zur Leistungsermittlung schlüssig. Aufgrund im Detail heterogener Interessenlagen der betroffenen Akteure sieht der BDEW jedoch

unter Verweis auf den BSH-Workshop „Methodik der Leistungsermittlung“ vom 6. Dezember 2018 von einer detaillierteren Beantwortung der Fragen 11 bis 13 ab.

F.14 – Welche Referenzgröße für den Rotordurchmesser für im Zeitraum von 2026 bis 2030 in Betrieb gehende Anlagen halten Sie für plausibel?

Mit Blick auf die aktuellen Entwicklungen aufseiten der Anlagenhersteller ist für den genannten Zeitraum mit einem Rotordurchmesser von mindestens 220 bis 240 m auszugehen. Für in diesem Zeitraum erwartete WEA mit einer Leistung von bis zu 15 MW wird von einem Rotordurchmesser von bis zu 250 m ausgegangen.

F.16 – Derzeit entsprechen die Flächen N-3.5 und N-3.6 denen des Vorentwurfs des FEP unter Berücksichtigung der vergrößerten Abstände zwischen Flächen sowie der erforderlichen Räume für die Anbindungsleitung NOR-3-2 und für Verbindungen untereinander. Aufgrund der Stellungnahmen zum Vorentwurf hinsichtlich der Ausschreibung von möglichst großen, zusammenhängenden Flächen und der reduzierten Leistung aufgrund der vergrößerten Abstände zwischen Flächen bittet das BSH die Konsultationsteilnehmer um Stellungnahme zu der Frage, ob die Flächen N-3.5 und N-3.6 zu einer Fläche zusammengefasst werden sollten.

Zur Förderung eines wettbewerblichen Marktumfeldes ist es aus Sicht des BDEW zielführend, dass eine Vielzahl von Marktteilnehmern an den geplanten Auktionen teilnehmen kann. Die Realisierung von Einzelprojekten mit einer Leistung von 900 MW wird aufgrund des hohen Eigenkapitalbedarfs jedoch nur einer geringen Anzahl von Marktteilnehmern möglich sein. Die Zusammenlegung von N-3.5 und N-3.6 würde zu einem Projekt derart großer Leistung führen. Im Sinne eines wettbewerblichen Marktumfeldes wird die Zusammenlegung der Flächen N-3.5 und N-3.6 daher abgelehnt.

Des Weiteren stellt das Eintrittsrecht die zentrale Entschädigungsmaßnahme für den Verlust vorangegangener Planungsleistungen und damit verbundener Investitionen aufseiten der ursprünglichen Vorhabenträger dar. Die Wahrung des Eintrittsrechts ist aus Sicht des BDEW prioritär gegenüber der Anpassung von Flächenzuschnitten aus Gründen der Wirtschaftlichkeit. Es sollte daher kein Flächenzuschnitt erfolgen, der für den ursprünglichen Vorhabenträger den Verlust des Eintrittsrechtes zur Folge hätte und somit auch aus diesem Grund von einer Zusammenlegung der Flächen N-3.5 und N-3.6 abgesehen werden.

F.17 – Lässt die vergleichsweise geringe voraussichtlich zu installierende Leistung der Fläche O-7.1 von 160 MW aufgrund weiterer Gegebenheiten wie etwa der räumlichen Nähe zur Küste eine wirtschaftliche Gebotsstellung zu? Ist eine Ausweisung der vergleichsweise kleinen Fläche O-7.1 im FEP sinnvoll?

Nach Aussagen von OWP-Betreibern erscheint die Fläche O-7.1 trotz ihrer Küstennähe aufgrund der geringen Größe von 160 MW kaum in einem wirtschaftlichen Gebot darstellbar. Auch bestünde eine starke Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit eines potenziellen Gebots und damit seiner Realisierbarkeit vom gültigen Höchstwert der Ausschreibung.

In diesem Kontext ist auch das von der Branche befürwortete Offshore-Testfeld zu berücksichtigen. Das Gebiet O-7 umfasst noch eine weitere Teilfläche mit einer Erzeugungsleistung von 140 MW, die ausschließlich für Testzwecke vorgesehen ist. Zusammen liegt im Gebiet O-7 folglich eine potenzielle Erzeugungsleistung von 300 MW vor, die durch eine gemeinsame Betrachtung zu einer positiveren wirtschaftlichen Bewertung führen könnte. Auch in Anbetracht der aktuellen Diskussionen um Innovationsausschreibungen und Sektorkopplung könnte geprüft werden, die Fläche O-7.1 ebenfalls als mögliche Innovationsfläche für Offshore-Windenergie zu nutzen. Die Realisierung eines Offshore-Testfelds ist auch Bestandteil des Koalitionsvertrages der Bundesregierung.

F.18 – Es wird vorgeschlagen, dass der Anschluss der Fläche N-3.7 im Sinne der Sammelanbindung von Offshore-Windparks über die Systeme der Windparks „GodeWind III“/„Gode Wind 04“ mit vorzusehen, da aufgrund der bereits bestehenden Offshore-Windparks die Vorhaben „Gode Wind III“, „Gode Wind 04“ und die Fläche N-3.7 nur mit maximal zwei Drehstrom-Seekabelsystemen angebunden werden können (siehe Abbildung 23, Variante Entwurf FEP). So sollen die zu Verfügung stehenden Kapazitäten durch eine Verbindung zwischen den geplanten Umspannplattformen optimal ausgenutzt werden.

Eine Alternative stellt die Anbindung von „GodeWind III“ und „GodeWind 04“ mit einem Seekabelsystem dar, sodass die Fläche N-3.7 mit einer eigenen Umspannplattform und einem Seekabelsystem angebunden werden würde (siehe Abbildung 23, Variante 1).

Alternativ ist auch die Nutzung einer gemeinsamen Umspannplattform von „GodeWind III“, „GodeWind 04“ und der Fläche N-3.7 mit dem Direktanschluss der Windenergieanlagen z. B. mit 66 kV-Seekabelsystemen an die Umspannplattform denkbar (siehe Abbildung 23, Variante 2).

Das BSH bittet die Konsultationsteilnehmer insbesondere um Stellungnahme zu den in Abbildung 23 dargestellten Varianten.

Eine gemeinsame Umspannplattform für die beiden vom gleichen Betreiber im gleichen Zeitraum zu errichtenden OWP „Godewind III“ und „Godewind IV“ erscheint technisch wie wirtschaftlich sinnvoll und daher zielführend. Eine Querverbindung zwischen zwei Umspannplattformen wurde in der Ostsee bereits erfolgreich implementiert. Dabei ist es von großer Bedeutung, Schnittstellen und Verantwortlichkeiten sowie Kompensationsregeln im Vorfeld klar zu definieren. In diesem Kontext erscheint Variante 1 als zielführende Lösung.

Variante 2 ist aus Sicht des BDEW auszuschließen: Der Anschluss von noch nicht bekannten Turbinen eines anderen Betreibers einige Jahre nach Inbetriebnahme des Umspannwerkes lässt zahlreiche technische und juristische Komplikationen in Bau und Betrieb erwarten, die die wirtschaftliche Attraktivität der bereits verhältnismäßig kleinen Fläche N-3.7 noch weiter reduzieren und ein kompetitives Gebot in Frage stellen.

3. Weitere Anmerkungen

Zu Kapitel 4.2.1.1

Der Entwurf des FEP legt den 66 kV-Direktanschluss als Standard für die Verbindung zwischen Konverterplattform und OWP vorbehaltlich des ÜNB-seitigen Nachweises einer Kostenersparnis fest. Mit Blick auf diesen Vorbehalt sowie die volkswirtschaftliche Kosteneffizienz ist aus Sicht des BDEW zu berücksichtigen, dass im vorliegenden System, in welchem der anzulegende Wert in einem wettbewerblichen Gebotsverfahren ermittelt wird, auch vom OWP-Vorhabenträger gehobene Potenziale in der Kosteneffizienz zu sinkenden Erzeugungskosten führen können.

Bezüglich des entstehenden und im FEP-Entwurf genannten, großen Abstimmungsbedarfs zwischen ÜNB und Vorhabenträger, aber auch zwischen mehreren OWP-Vorhabenträgern, ist darauf hinzuweisen, dass neben dem Abstimmungsbedarf bezüglich der Schnittstelle im Primärsystem auch die weiteren technischen Schnittstellen wie beispielsweise bezüglich der Kommunikationssysteme, der Eigenbedarfssysteme oder der Leitetechniken aufzunehmen und zu beschreiben sind. Hier sollten eine Regelung analog zur kooperativen Zusammenarbeit bei den Umspannplattformen in der Ostsee (Kapitel 4.3.2.2) eingeführt, dabei jedoch etwaige, im Falle der Nordsee einhergehende Auswirkungen zu Lasten der Netzinvestitionskosten und damit der Netzentgelte berücksichtigt werden.

Der BDEW begrüßt das Konzept der dauerhaften gemeinsamen Nutzung einer Plattform und unterstützt jeden Ansatz, der eine möglichst enge Abstimmung zwischen ÜNB und Vorhabenträger stärkt. Auch aus Sicht des BDEW besteht das uneingeschränkte Erfordernis einer kooperativen Zusammenarbeit auf Augenhöhe. Ein gemeinsam zu verantwortendes Dokument, das der Genehmigungsbehörde zu den im FEP-Entwurf genannten Inhalten vorzulegen ist, kann hierzu ein sinnvolles Instrument darstellen. Ähnlich der Klarstellung im Hinblick auf das Drehstromsystem in der Ostsee (Kapitel 4.3.2.2), dass dem ÜNB der Zugang zum Baufeld und auf die Umspannplattform gewährleistet werden muss (soweit zur Planung, Errichtung, Betrieb oder Rückbau erforderlich), sollten hier vertraglich entsprechende Zutrittsrechte für den OWP-Betreiber sichergestellt werden. Etwaige Auswirkungen zu Lasten der Netzinvestitionskosten und damit der Netzentgelte sind dabei zu berücksichtigen.

Der Entwurf des FEP sieht in Kapitel 4.2.1.1 außerdem vor, einen „zentrale[n] Standort der Konverterplattform mit möglichst kurzen Drehstromleitungen anzustreben“. Dies führt in der Regel zu einer zentralen Positionierung der Konverterplattform im jeweiligen OWP. Ähnlich wirken sich die Vorgaben des Kapitels 4.4.1.3 zur Vermeidung von Beeinträchtigungen der Sicherheit und Leichtigkeit des Luftverkehrs aus. Des Weiteren wird jedoch in den Planungsgrundsätzen des Kapitels 4.4.3.2 gefordert, um den Konverter einen Radius von 1000 m von weiteren Hochbauten frei zu halten. In Summe wirken sich diese Vorgaben äußerst stark auf den zur Verfügung stehenden Raum sowie ein ertragsoptimiertes Parklayout unter Berücksichtigung eines Standorts für die gegebenenfalls separate Betriebsplattform des OWP-Betreibers aus. Ein ungehinderter, betriebsbedingt erforderlicher An- und Abflug von Helikoptern auf die Betriebsplattform des Betreibers sowie eine geeignete, räumlich nahe Ausgestaltungsform dieser Plattform sind hierbei aus Betriebsgründen erforderlich. Aus diesen Gründen ist aus Sicht

der OWP-Vorhabenträger eine enge Einbindung der betroffenen OWP-Akteure bei der Standortwahl des Konverters zwingend erforderlich. Darüber hinaus muss es möglich sein, aus gesamtwirtschaftlichen Gründen und im Einzelfall von der zentralen Positionierung des Konverters im OWP abzuweichen. Bei der damit einhergehenden Einzelfallprüfung sind die Auswirkungen auf die Netzinvestitionskosten (beispielsweise Änderungen in der Länge des DC-Kabels, Erfordernis einer erneuten Baugrunduntersuchung) zu berücksichtigen.

Zu Kapitel 4.4.1.3

Bezüglich des Planungsgrundsatzes, keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Luftverkehrs zu verursachen, sollten dahingehende Klarstellungen erfolgen, dass es möglich ist, zwei oder mehrere Plattformen (inklusive Betriebsplattformen) in einem gemeinsamen Korridor zu errichten. Die Anordnung von zwei Plattformen hintereinander erscheint bei ausreichend großem Abstand in Flugrichtung (abhängig von den Höhen der jeweiligen Flugdecks und der Plattformen) denkbar, sollte aber im Einzelfall gutachterlich geprüft werden.

Die Berücksichtigung von (derzeit nicht final festgelegten) Hubschrauberstrecken sowie (zum Planungszeitpunkt möglicherweise noch unbekanntem) Nachbarkorridoren kann im Einzelfall zu einer zusätzlichen Einschränkung bei der Layout-Planung führen. Aus OWP-Betreibersicht scheint die im Planungsgrundsatz genannte Forderung, diese Rahmenbedingungen grundsätzlich beim Park-Layout zu berücksichtigen, nicht angemessen, da die beabsichtigte Vermeidung der Überschneidung von Flugbewegungen nur jeweils äußerst kurze Zeiträume (wenige Minuten) betrifft, in denen sich zwei Helikopter im gleichen Gebiet bewegen. Die Vermeidung einer Überschneidung jedoch ist durch entsprechende und bereits übliche Abstimmung im Luftverkehr regelbar, beispielsweise durch kurze Verzögerung des Starts von einer Plattform oder kurzzeitige Geschwindigkeitsanpassungen. Der vorgeschlagene Planungsgrundsatz scheint daher für diese selten eintretenden, kurzen Situationen unverhältnismäßig starke Einschränkungen mit weitreichender Wirkung auf das Parklayout sowie die Ertragsoptimierung hervorzurufen.

Dass An- und Abflugkorridore die Grenzen der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) nicht überschreiten dürfen, ist nicht zuletzt aus Gründen der Flugsicherheit ein Nachteil, da durch diese Vorgabe wesentlich längere Flugstrecken erforderlich werden können.

Zu Kapitel 4.4.1.4

In den Genehmigungen sowie im BSH-Standard „Konstruktion“ ist aktuell kein Überwachungszeitraum hinsichtlich potenzieller Gefahren durch verbliebene Seekabelsysteme konkretisiert. Festzulegen ist hierbei, welche Häufigkeit bei einer „regelmäßig[en]“ Überprüfung konkret als erforderlich gesehen wird. Zu berücksichtigen ist dabei der Grundsatz der Verhältnismäßigkeit

Zu Kapitel 4.4.1.5

Vonseiten OWP-Vorhabenträgern wird darauf hingewiesen, dass bei der Festlegung von Planungsgrundsätzen zu Kabelabständen die überarbeitete Studie des DNV GL (2018)⁴ zur Thematik zu berücksichtigen sei. Diese habe als erforderlichen Abstand von WEA zu Exportkabeln eine Länge von 250 m ermittelt.

Des Weiteren ist aus Sicht von OWP-Vorhabenträgern ein generelles Verbot der Nutzung des Raumes auf der der Anbindungsleitung zugewandten Seite nicht zweckmäßig und technisch nicht notwendig. In der gegenwärtigen Formulierung wäre dieses Verbot unter Umständen sogar gültig, selbst wenn das betreffende Kabel noch gar nicht verlegt ist. Eine Nutzung der Abstandsflächen (350 m) für Jack-up-Zonen ist grundsätzlich als problemlos zu betrachten: Auch unter Berücksichtigung perspektivisch größerer und längerer Jack-up-Schiffe ist davon auszugehen, dass Einwirkungen auf den Meeresboden auf einen Bereich von maximal 250 m von den WEA gemessen erfolgen, sodass stets 100 m Puffer zum Seekabel eingehalten werden.

Bei gleichzeitigen Arbeiten am Seekabel und an der WEA könnten die Abstände zwischen den Schiffen gegebenenfalls zu gering sein. Diese Gleichzeitigkeit tritt in der Betriebsphase jedoch nur in sehr seltenen Ausnahmen (zum Beispiel bei einem Kabelausfall) oder nur für wenige Stunden beim Passieren einer WEA auf. In der Bauphase hingegen können die Aktivitäten an den WEA-Lokationen mit der Installationsplanung des ÜNB koordiniert und abgestimmt werden.

Ein Verbot des Jack-ups auf der dem Seekabel zugewandten Seite führt außerdem zu erheblichen Einschränkungen bei der Schiffsverfügbarkeit. Je nach WEA-Struktur und ihrer (wettergetriebenen) Ausrichtung in Verbindung mit den Abmessungen und der Decksanordnung der Jack-up-Schiffe (Platzierung von Kran und Gangway) in Bezug zum betreffenden Seekabel kann ein Einsatz bestimmter Jack-up-Schiffe an bestimmten Lokationen unter Umständen unmöglich werden.

Des Weiteren kann es Situationen geben, bei denen WEA beidseits durch Leitungen in ihrer Erreichbarkeit eingeschränkt werden, beispielsweise am Rand von OWP. Wird dem OWP-Betreiber weder vom einen, noch vom anderen Nachbarn das Jack-up ermöglicht, sind die betreffenden Standorte nicht bebaubar.

Darüber hinaus wird im vorliegenden Planungsgrundsatz festgestellt, „dass eine Reduzierung des Abstandes auf 350 m zwischen Windenergieanlagen und 155 kV-Drehstrom-Seekabelsystem ohne die Aufnahme von Nebenbestimmungen zum Schutz des Netznutzers vor ungerechtfertigten Mehrkosten für z. B. erforderliche Reparatur-/Wartungskosten möglich ist.“ Unklar ist vor diesem Hintergrund, weshalb im weiteren Verlauf im Einzelfall zu prüfen sei, „ob die Tragung von möglichen Mehrkosten [...] durch den Offshore-Windparkbetreiber erforderlich ist.“ Aus Sicht des BDEW erübrigt die erste Aussage eine erneute Prüfung im Einzelverfahren.

⁴ DNV GL (2018): Mindestabstände von Seekabeln (2018).

Zu Kapitel 4.4.1.10

Diesel nach DIN EN 590 (Landdiesel) ist nicht lagerfähig. Das Erfordernis, hier beispielsweise Landdiesel zu verwenden, sollte ersetzt werden durch "Low Sulphur Marine Gas Oil" (LSMGO) nach ISO 821.

Die dauerhafte Installation von Dieseleratoren zum Notbetrieb einzelner WEA soll nach dem vorliegenden Planungsgrundsatz nicht genehmigungsfähig sein. Es seien Dieseleratoren der jeweiligen OSS oder anderer Sicherheitssysteme zu nutzen. Mit Blick auf das 66 kV-Anschlusskonzept ohne OSS ist die Ausarbeitung einer entsprechenden Alternative für Dieseleratoren zur Notstromversorgung erforderlich.

Zu Kapitel 4.4.2.1

Nach dem vorliegenden Planungsgrundsatz sind „Bekannt Vorkommen gesetzlich geschützter Biotope nach § 30 BNatSchG [Bundesnaturschutzgesetz] oder entsprechende Strukturen [...] bei der Errichtung von Windenergieanlagen zu umgehen.“ Vonseiten OWP-Vorhabenträgern wird hierbei davon ausgegangen, dass die im BNatSchG verankerten Bestimmungen zum gesetzlichen Biotopschutz, insbesondere hinsichtlich des Verbots von erheblichen Beeinträchtigungen in Kombination mit der naturschutzfachlichen Konvention von Lambrecht & Trautner 2013 zur Definition der Erheblichkeitsschwelle von den hier aufgestellten Planungsgrundsätzen unberührt bleiben.

Zu Kapitel 4.4.2.2

Der Planungsgrundsatz legt fest, dass die einzelnen WEA (auch innerhalb der OWP) möglichst flächensparend angeordnet werden sollen. Unklar ist, inwieweit diese Formulierungen darauf abzielen, die insgesamt für einen OWP zugewiesene Fläche gegebenenfalls auch zu verkleinern, wenn bei gesteigerter Leistung pro WEA eine verminderte Anzahl an WEA errichtet wird. Ein solches Vorgehen würde den zu einem spezifischen, erfolgreichen Gebot führenden Annahmen über die verfügbare Fläche und damit die verfügbare Leistungsdichte (MW/km²) widersprechen und auch der branchenseitig als sinnvoll erachteten Möglichkeit des Overplantings (siehe Ausführungen zu Frage 7) entgegenstehen; eine entsprechende Verkleinerung der zur Bebauung erlaubten Fläche wäre daher entschieden abzulehnen. Vor diesem Hintergrund ist zu konkretisieren, was unter "flächensparsamer" Anordnung der WEA zu verstehen ist.

Zu Kapitel 4.4.2.3

Innerhalb des OWP sollte es dem Entwickler freigestellt bleiben, auch kleinere Abstände (insbesondere in Nebenwindrichtung) zu realisieren, wenn dies im Sinne einer wirtschaftlichen Parklayout-Optimierung zielführend und technisch machbar ist. Letzteres ist im Einzelfall in Zusammenarbeit mit dem jeweiligen WEA-Hersteller zu beurteilen. Eine entsprechende Beantragung sollte im unkomplizierten Einzelverfahren ermöglicht werden, ohne dass eine ausführliche Begründung gegen einen entsprechenden, hier auch auf WEA im OWP und nicht nur an dessen Rand bezogenen Planungsgrundsatz formuliert werden muss.

Bei zukünftig zu erwartenden Rotordurchmessern von bis zu 250 m ergibt das Erfordernis des fünffachen Rotordurchmessers einen Abstand zwischen Randanlagen von 1250 m. Befeuerungsrichtlinien sehen jedoch vor, am Rand von OWP keine Abstände von mehr als 1000 m zu realisieren oder aber mittels Anlagen in der zweiten Reihe die 1000 m durch Fällen des Lotes auf die OWP-Außengrenze "optisch" aufzufüllen. Es sollte im FEP klargestellt werden, wie mit diesem Sachverhalt im Raum zwischen zwei OWP verfahren werden sollte.

Weiterhin ist eine Sperrung der Durchfahrt für die Schifffahrt bei Abständen über 1000 m nicht durch Regelwerke gedeckt, sodass Durchfahrten in einem dann recht schmalen Korridor (250 m) ermöglicht würden. Es sollte klargestellt werden, wie mit diesem Sachverhalt umzugehen ist.

Zu Kapitel 4.4.3.2

Es wird festgestellt, dass „Je nach Bauschiff [...] darüber hinaus Raum für Ankerketten etc. benötigt werden [kann].“ Dies lässt offen, ob ein solcher Raum für Ankerketten bereits einzuplanen ist, was regelmäßig mangels frühzeitig verfügbarem Anker-Layout nicht möglich ist. Jedenfalls wäre klarzustellen, dass kein Anspruch auf Anpassung von Planungen an das Ankerlayout bestehen kann.

Des Weiteren wird gefordert, um Konverter herum einen Radius von 1000 m von Hochbauten frei zu halten. Dieser Abstand wird – insbesondere bei innerhalb einer Parkfläche liegenden Konvertern – als deutlich zu groß angesehen: Das Freihalten und die nicht mögliche Nutzung eines so großen Bereiches, beispielsweise zum Jack-up an daran angrenzenden WEA, widerspricht dem Grundsatz der Flächensparsamkeit. Darüber hinaus zeigen die bisherigen Erfahrungen, dass Abstände von 500 bis 800 m ausreichend sind und sich parallele Arbeiten des OWP und des ÜNB, wenn erforderlich, koordinieren lassen. Auch ist es Stand der Technik, unter Berücksichtigung gegenseitiger Einflüsse (beispielsweise Kolkbildung) unter anderem auch Plattformen in deutlich geringeren Abständen zu platzieren. Hier kann ein Abstand von 200 m zu anderen Plattformen und zu WEA von 500 m als ausreichend erachtet werden. Wird ein Konverterstandort einerseits in einem Abstand von weniger als den geforderten 1000 m zu einer OWP-Flächengrenze entfernt festgelegt, gleichzeitig jedoch auf die Einhaltung dieses Abstandes bestanden, so führt dies dazu, dass der OWP-Vorhabenträger die ihm verfügbare und für sein Gebot maßgebliche Fläche nicht vollumfänglich nutzen kann. Würde der Vorhabenträger dem Verbot der Nutzung des 1000 m-Bereiches folgend zudem weitere 200 m für eine Jack-up-Zone einplanen, würde dies überdies zu einem Abstand zwischen Konverter und Parkbegrenzung von 1200 m führen, womit der Konverter gegebenenfalls aus Sicht der Schifffahrt nicht mehr als Teil des OWP wahrgenommen würde (Stichwort Kennzeichnungsrichtlinie). Auch zur (weitgehend sternförmigen) Heranführung einer größeren Anzahl von 66 kV-Seekabeln ist ein Freihaltbereich von 1000 m nicht grundsätzlich erforderlich. Auf jedem der herangeführten Kabel kann – bei Einhaltung entsprechender Abstände zueinander – bereits nach 500 m eine WEA stehen. Die Detailplanung hierüber sollte jedenfalls dem OWP-Vorhabenträger überlassen bleiben, in dessen Verantwortung die Realisierung liegt.

Zu Kapitel 4.4.3.3

Es sollte keine harte Soll-Anforderung bestehen, Plattformen mit Temporary Living Quarters (TLQ) zu planen: Abhängig von der Größe eines OWP und damit seiner Umspannstation könnte dieses Erfordernis entscheidend bei der Wahl des Parklayouts sein. Hier sollte es dem OWP-Vorhabenträger überlassen sein, wie er die Inbetriebnahme seiner Plattform realisiert. Insbesondere vor dem Hintergrund etablierter, den Stand der Technik darstellender Überstiegstechniken mittels dynamisch stabilisierter Zugangssysteme (sogenannte "Walk-to-Work"-Systeme) von entsprechend verfügbaren Schiffen stellt diese harte Forderung eine unzumutbare und unnötige Vorgabe für OWP-Entwickler dar.

Die Formulierung "Offshore-Bauwerke" schließt des Weiteren theoretisch auch jede WEA ein, was an dieser Stelle der Planungsgrundsätze vermutlich nicht beabsichtigt ist.

Zu Kapitel 4.4.4

Analog zu Kapitel 4.4.1.5 sollten auch hier die Erkenntnisse der überarbeiteten Studie des DNV GL zur Thematik berücksichtigt werden.

Zu Kapitel 4.4.4.2

Vonseiten OWP-Vorhabenträgern wird darauf hingewiesen, dass bei der Festlegung von Planungsgrundsätzen zu Kabelabständen die überarbeitete Studie des DNV GL (2018) zur Thematik zu berücksichtigen sei. Diese habe als erforderlichen Abstand bei Parallelverlegung 50 m beziehungsweise (zwischen jedem zweiten Kabel) 150 m ermittelt, anstatt 100 m beziehungsweise 200 m.

Zu Kapitel 4.4.4.4

Die Führung "möglichst auf kürzestem Weg" würde zu einer Verlängerung des zu verlegenden Seekabels und damit zu einem insgesamt größeren Eingriff in die Meeresumwelt sowie zu erhöhten Baukosten führen, wenn für die rechtwinklige Kreuzung einer regelmäßig eher breiten Schifffahrtszone von einer eigentlich diagonal dazu verlaufenden Seekabeltrasse abgewichen werden muss.

Zu Kapitel 4.4.4.5

Unklar ist, was unter "zu enge[n] Biegeradien" zu verstehen ist und warum nur in diesem Fall ein Abstand von 250 m erforderlich ist. Eine Klarstellung sollte auch dahingehend erfolgen, ob im Umkehrschluss bei einer Einhaltung von Biegeradien von beispielsweise 300 m (anstatt der bei 40 m Wassertiefe üblicherweise problemlos zu erreichenden Radien von unter 100 m) der Abstand zwischen den Wendepunkten reduziert werden und, wenn ja, in welchem Umfang dies erfolgen kann. Unklar ist weiterhin, ob gemäß dem Planungsgrundsatz bereits am jeweiligen

Ende des Kreuzungsbauwerks von der rechtwinkligen Kreuzung wieder auf den eigentlichen Kabelverlauf geschwenkt werden darf.

Zu Kapitel 4.4.4.6

Es ist unklar, ob sich die Regelung auf die Verlegung von Seekabeln innerhalb von Biotopen bezieht, da ein Verbringen der Steine "innerhalb der Biotope" gefordert wird.

Zu prüfen ist des Weiteren, inwieweit der Planungsgrundsatz möglicherweise im Widerspruch zur "Kartierungsanleitung für Riffe" steht, da diese die Umlagerung einzelner Steine (auch mehrerer entlang einer Route) erlaubt. Die Möglichkeit zu Umlagerung wäre aus Sicht der OWP-Vorhabenträger ausdrücklich zu begrüßen beziehungsweise erforderlich. Die Kartierungsanleitung würde unter Umständen zu erheblichen Umfahrungen einzelner Steine von bis zu 75 m in der Nordsee führen, was insgesamt eine deutliche Erhöhung des Bodeneingriffes und Wärmeeintrags zur Folge hat.

Die Beschränkung der Wirkzone auf insgesamt 5 m beziehungsweise 6,5 m Breite schränkt die Auswahl zwischen am Markt verfügbaren Trenchern ein. Geräte mit einer Breite jenseits von 5 m sind nicht selten; eine Erweiterung auf mindestens 7 m Breite sollte daher erfolgen.

Die Vorgabe eines Abstands zu Riffvorkommen von 50 m scheint im Widerspruch zur Kartierungsanleitung für Riffe zu stehen, wo 75 m vorgegeben werden.

Zu Kapitel 4.4.4.8

Der Entwurf des FEP führt an dieser Stelle aus, dass hinsichtlich „des Wärmewiderstands des Sediments [...] anhand von konkreten Messwerten aus der Ostsee deutlich [wurde], dass der in der Ergänzung des StuK4 zum Schutzgut Benthos, Tabelle 1.7, genannte Wert von 0,7 Km/W einen sinnvollen Wert für verschiedene im Trassenverlauf typischerweise auftretende Sedimenttypen darstellt. Gleichzeitig wurde im Rahmen der Arbeitsgruppe die Möglichkeit erörtert, bei Vorliegen von Messwerten zum Wärmewiderstand vom Standardwert abzuweichen und die jeweils individuell auf der Trasse gemessenen Wärmewiderstandswerte für die Nachweisführung zu verwenden.“

Nach Kenntnissen der OWP-Betreiber gibt es jedoch bis dato noch keine normierte und / oder etablierte Messmethode zur Bestimmung des Wärmewiderstandes. Unklar bleibt dabei des Weiteren, wie viele Messwerte pro km mindestens notwendig sind, um einen Wert kleiner als 0,7 km/W anwenden zu dürfen. Die korrekte Messmethode sollte daher vom BSH ausreichend spezifisch definiert sowie die Anzahl der Messpunkte pro km festgelegt werden, um einen Wert kleiner als 0,7 km/W anwenden zu dürfen. Es sollte außerdem klargestellt werden, dass diese Messung im Betrieb nicht mehr wiederholt werden muss.

Zu Kapitel 4.5.1

Ein Abweichen von den standardisierten Technikgrundsätzen wird hier ausgeschlossen. Darauf hinzuweisen ist, dass der BFO-N 2016/17 ausführte, dass „Sowohl die im BFO-N festgelegten und in der räumlichen Planung umgesetzten standardisierten Technikvorgaben als auch die Planungsgrundsätze [...] als Grundsätze zu verstehen [sind], von denen im begründeten Einzelfall abgewichen werden kann.“ Eine Klarstellung ist dahingehend erforderlich, dass es in begründeten Einzelfällen und auf Antrag auch nach wie vor möglich sein sollte, von den Technikgrundsätzen abzuweichen.

Zu Kapitel 5

Es ist darauf hinzuweisen, dass durch die entworfenen Festlegungen betreffend Cluster 5 in den Bestandsschutz bestehender Projekte eingegriffen würde. An einer parkscharfen Gebietsfestlegung ist aus Sicht des BDEW festzuhalten. Davon unberührt sind zukünftige Nutzungskonzepte im Cluster 5.

Zu Kapitel 5.7

Wenn derzeit auch keine Flächen für Umspannplattformen festgelegt werden, so sollte doch festgehalten werden, dass beim 66 kV-Direktanbindungskonzept die Möglichkeit eingeräumt wird, eine Serviceplattform für und durch den OWP-Vorhabenträger zu errichten und zu betreiben. Neben der 66 kV-Schnittstelle zum ÜNB sind auf der Umspannplattform des Betreibers weitere zum Service erforderliche Installationen notwendig wie beispielweise Einrichtungen zur Kommunikation oder zur Steuerung des OWP und seiner Sicherheitssysteme. Bei Entfall der Umspannplattform müssten diese ebenfalls auf der Konverterplattform installiert werden. Aus diesem Grund sollte diesbezüglich eine Klarstellung zur vertraglichen Gewährleistung der Mitnutzung der Konverterplattform sowie entsprechender Zugangsrechte der OWP-Betreiber im erforderlichen Rahmen erfolgen, um den Geschäftstätigkeiten in Form des OWP-Betriebs nachkommen zu können.

Zu Kapitel 5.11

Aus Sicht des BDEW sollte der Trassenverlauf von NOR-7-2 mit landseitigem Netzverknüpfungspunkt Büttel im Sinne eines volkswirtschaftlich effizienten und nachvollziehbaren Pfads unter Vermeidung ungenutzter Kapazitäten am Netzverknüpfungspunkt geprüft werden.

Zu Kapitel 12.4

Die in Tabelle 16 zugrunde gelegte Annahme einer Bereitstellung der Netzanbindung NOR-3-2 im Jahr 2027 ist nach Aussagen der ÜNB unrealistisch; frühestens kann mit einer Bereitstellung im Jahr 2028 gerechnet werden.