

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke



Stellungnahme

zum zweiten Entwurf des BSH für den Flächenentwicklungsplan 2019 für die AWZ der Nord- und Ostsee

Am 29.04.2019 hat das BSH den zweiten Entwurf für den Flächenentwicklungsplan 2019 (im Folgenden: FEP-E) für die deutsche Nord- und Ostsee bekanntgemacht. Es besteht Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 13.05.2019, die wir gerne wahrnehmen.

I. Vorbemerkung

Angesichts der umfangreichen Änderungen im zweiten Entwurf des FEP begrüßen wir diese weitere, überobligatorische Konsultation. Allerdings ermöglicht diese nicht vorgesehene und kurzfristige Veröffentlichung, zudem mit einer nur zweiwöchigen Konsultationszeit, kaum eine umfassende Kommentierung.

Unsere Anmerkungen aus der letzten Stellungnahme, welche im aktuellen Entwurf noch nicht umgesetzt sind, halten wir vollumfänglich aufrecht, gehen im Folgenden aber in erster Linie auf Änderungen ein. Da das BSH bereits angekündigt hat, unverzüglich nach Veröffentlichung des FEP bis spätestens zum 30. Juni 2019 mit der Fortschreibung zu beginnen, gehen wir von der Berücksichtigung und Würdigung unserer bisherigen und noch folgenden Anmerkungen im Folgeprozess aus. Dies ist aus unserer Sicht schon deswegen notwendig, da eine Vielzahl von Fragen – einige grundsätzliche, andere im Detail – noch ungeklärt, aber Gegenstand des FEP sind und zu regeln sind. Zu diesen grundsätzlichen Themen gehören z.B. naturschutzfachliche Fragen zu Cluster 4 und 5 der Nordsee. Hier steht noch eine vom BWO in Auftrag gegebene und bereits angekündigte Studie über die Bestandsentwicklung von Seetauchern in der Deutschen Bucht („DiverSS“) aus, welches u.E. ebenfalls im FEP-Prozess, nötigenfalls im Folgeprozess Berücksichtigung finden sollte. Der Projektzeitplan sieht vor, dass Ende Mai 2019 erste Zwischenergebnisse vorliegen und voraussichtlich bis Ende September 2019 der finale Bericht. Beim Informationstermin des

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

BSH am 18.03.2019 zum Meideverhalten der Seetaucher gegenüber Offshore-Windparks konnten nicht alle Aspekte fachlich geklärt werden (hier sei als Beispiel der hohe Bestand an Seetauchern im Jahr 2012 in der Deutschen Bucht genannt). Die zur Berechnung verwendeten Daten und Annahmen der Studie des FTZ müssen noch nachvollziehbar und transparent dargelegt werden – auf dem Termin am BSH wurden lediglich die Ergebnisse präsentiert. Daher kann die Aussagekraft aus unserer Sicht nicht final beurteilt werden. Auch vor diesem Hintergrund erscheint es sinnvoll, zu diesem Zeitpunkt noch keine Festlegungen zu treffen.

Des Weiteren ist hier die noch fehlende Berücksichtigung der Erkenntnisse aus der vom BWO eingereichten Kabelstudie des DNV-GL (2018) zu nennen. Darüber hinaus sind noch Fragen wie z.B. die Ausgestaltung des „Overplanting“ offen und welche neuen Lastprofile zukünftig für die Nachweisführung für die Sedimenterwärmung (2-K Kriterium) angewendet werden sollen. Eine Bewertung von Fragen ohne die Einbeziehung neuer Erkenntnisse entspricht aus unserer Sicht nicht einer umfassenden Anhörung der Beteiligten - zumal die Beauftragung der genannten Studien bekannt und ihre Ergebnisse angekündigt sind. Angesichts der bereits angekündigten Fortschreibung besteht keine Notwendigkeit für finale Entscheidungen für die erste Fassung des FEP.

Wir möchten zudem erneut betonen, dass für das Erreichen des Ziels der Bundesregierung, bis 2030 65% des Stroms aus erneuerbaren Energien zu erzeugen, eine Anhebung des Ausbaudeckels für Offshore-Windenergie von 15 GW auf mindestens 20 GW zwingend notwendig ist. Wir begrüßen daher die Aufnahme eines solchen Szenarios in den FEP, würden jedoch eine weitere Ausarbeitung dringend empfehlen, um das Ausmaß der nötigen Änderungen am FEP bei einer entsprechenden Anhebung möglichst gering zu halten.

Des Weiteren schlagen wir eine weitere Ausgestaltung des FEP für ein Szenario mit mindestens 30 GW Offshore-Windenergie bis 2035 vor, nicht zuletzt als erforderliche Konsequenz aus dem beschlossenen Kohleausstieg. Auch hier sollte ein erhöhter Ausbau frühzeitig in der Planung antizipiert werden.

II. Im Einzelnen

Ziffer 2.1.3.(Seite 7): Fortschreibung

Im Hinblick auf die von der Bundesregierung beschlossenen CO₂-Einsparziele in den Sektoren Verkehr und Gebäude muss die Teilfortschreibung für die „sonstigen Energiegewinnungsbereiche“ (vgl. §§ 3 Nr. 8, 4 Abs. 3, 5 Abs. 2a) WindSeeG) in der Nordsee direkt zu Beginn des 2. Halbjahres 2019 eingeleitet werden. Sie sollte schnellstmöglich, vorzugsweise noch in 2019, abgeschlossen werden, um Planungssicherheit herzustellen.

Ziffer 2.5.4: Ten Years Network Development Plan (TYNDP)

Die öffentliche Konsultation ist abgeschlossen. Das Kapitel sollte an den tatsächlichen Stand angepasst werden.

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

Ziffer 4.2.1.1 sowie Ziffer 4.2.2 im Zusammenhang mit Ziffer 5.6: Standardkonzept Netzanschluss und Inbetriebnahmejahr der Windenergieanlagen auf See und Anbindungsleitungen

In Kapitel 5.6 ist zwar in der Überschrift vom Inbetriebnahmejahr auch des OWP die Rede, im folgenden Text ist jedoch nur noch vom Inbetriebnahmejahr des Netzanbindungssystems die Rede. Um mit Fertigstellung des Netzanschlusses direkt erste Anlagen in Betrieb nehmen zu können, wäre bei einer Direktanbindung der Netzbetreiber zu verpflichten, die Belange des OWP bereits in der Ausschreibung der Konverterstation zu berücksichtigen. Beispielhaft seien hier das notwendige Equipment, wie z. B. J-Tubes, Informationstechnik etc. genannt. Insbesondere sollte aber in der Ausschreibung des Konverters berücksichtigt werden, dass der OWP-Betreiber bereits vor Fertigstellung des Netzanschlusses die Möglichkeit bekommt, sein Equipment inklusive der Innerparkverkabelung auf der Konverterstation zu installieren und zu prüfen.

Bei mehreren an eine Plattform angebundene OWP-Flächen sollte überlegt werden, ob die Bereitstellung der Netzanschlüsse für diese Flächen in unterschiedlichen Kalenderjahren erfolgen können. Wollte man nämlich bei künftigen Konverterkapazitäten von 2GW die dafür erforderliche Anzahl von IAC-Strängen in nur einem Sommer auf dem Konverter einziehen, ist hierfür ein ausgedehntes Wetterfenster in den besten Installationsmonaten erforderlich. Diese Aufgabe auf mehr als eine Partei aufzuteilen, oder gar mehrere Parteien gleichzeitig auf dem Konverter arbeiten zu lassen, birgt erhebliche Risiken. In dieser "heißen Phase" der Konverter-Installation und Inbetriebnahme sind diverse Restriktionen zu beachten, u.a. die maximal zulässige Anzahl von Personen auf der Plattform (Stichwort: Rettungsmittel, Evakuierungskonzept, Priorität bei erforderlichen Zugängen, Schaltheandlungen etc.).

Ziffer 4.2.1.1 (S. 25 f.) sowie Ziffer 4.2.2 (S. 27): Dokument zur gemeinsamen Nutzung einer Plattform

Den Vorschlag, ein gemeinsam zu verantwortendes Dokument vorzulegen, sehen wir weiterhin kritisch, zumal der Inhalt dieses Dokuments immer noch nicht weiter spezifiziert wurde. Wir verweisen auf unsere Stellungnahme zum ersten Entwurf.

Ziffer 4.2.2 (S. 27) sowie Ziffer 4.3.2.2 (S. 32)

Anstelle von „Konverterplattform“ müsste es „Umspannplattform“ heißen, entsprechend des Anbindungskonzeptes für die Ostsee mit 220 kV Drehstrom-Technologie.

Ziffer 4.2.2 (S. 26): Nutzung der Umspannplattform durch ÜNB bzw. OWP

Es sollte bezüglich Planung, Errichtung und Betrieb der OSS durch den ÜNB (in der Ostsee) derselbe konsensuale Ablauf wie bisher gesichert sein. Zudem muss ein uneingeschränktes Nutzungs- und Zutrittsrecht für den OWP-Betreiber festgeschrieben sein, also spiegelbildlich zu den derzeitigen Rechten des ÜNB auf der OSS des OWP-Betreibers.

Soll von nun an der ÜNB die Plattform bauen und betreiben, so ist aus Sicht der Betreiber noch nicht ausreichend geklärt, ob und in welchem Umfang die Anforderungen des OWP-Betreibers an die Schnittstellen und die Mitnutzung vom ÜNB akzeptiert und umgesetzt

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

werden müssen. Die primäre Schnittstelle bzw. Eigentumsgrenze zwischen Übertragungsnetzbetreiber und OWP-Vorhabenträger sollte die windparkseitige Klemme des Hochspannungstransformators auf der Umspannplattform sein, damit der OWP-Vorhabenträger effizient seinen erforderlichen Arbeiten nachgehen kann. In internationalen Vorhaben insbesondere in UK werden mit diesem System gute Erfahrungen gemacht. Es ist unbedingt darauf zu achten, dass die OWP-Betreiber Mitbestimmungsrechte erhalten. OWP-Betreiber haben eigenes Interesse an und eine Mitwirkungspflicht bei der Herstellung des Netzanschlusses. Umgekehrt hingegen liegt es nicht per se im Eigeninteresse des ÜNB, eine Plattform gemäß den Anforderungen des Betreibers für die Betriebsführung seines OWP auszulegen und zu betreiben. Wir sehen bei der Neuordnung der Verantwortlichkeiten ohne klare Definitionen von Rechten und Verantwortlichkeiten aufgrund der unterschiedlichen Eigeninteressen die Gefahr, dass ein unausgeglichenes „Machtverhältnis“ die Zusammenarbeit von ÜNB und Betreiber stören könnte.

Es muss daher sichergestellt werden, dass der ÜNB verpflichtet wird, Belange des OWP zu berücksichtigen. Idealerweise findet unter Federführung des BSH eine Konsultation über Standards und Regelungen hierzu statt.

Ziffer 4.3.1.2 (S.29 f): 525-kV Technologie

Damit der Ausbau der Offshore-Windenergie auch langfristig möglich ist, sollte aus Sicht des BWO dem Kriterium der begrenzten Anzahl an Kabeltrassen jetzt schon höchste Aufmerksamkeit gewidmet werden. **Wir begrüßen es daher sehr, dass alle Flächen in Zone 3, auf denen ein OWP mit Netzanschluss gebaut werden soll, über ein 525-kV-System angeschlossen werden sollen.**

Es wird von einer Verfügbarkeit der entsprechenden Technologie ab 2030 ausgegangen. Bei einem Ausbauszenario von 15 GW ist der erste Anschluss einer Fläche aus Zone 3 in 2030 geplant, weswegen es hier zu keinem Gegensatz kommt. Sollte jedoch der Ausbaupfad erhöht werden, müssten nach Kapitel 13 Flächen aus Zone 3 schon vor 2030 angeschlossen werden.

Wir weisen daher auf folgendes hin: In den Niederlanden ist der Anschluss eines Offshore-Windparks mit 525 kV bereits 2028 geplant. Auch das NordLink-Seekabel, das bis 2020 Norwegen und Deutschland verbinden soll, wird mit dieser Technologie gebaut. Es ist daher aus unserer Sicht schwer nachvollziehbar, warum die Technologie laut Aussage der ÜNB nicht vor 2030 auch für Offshore-Systeme in Deutschland verfügbar sein soll. **Wir regen daher an, die 525-kV-Technologie für Flächen in Zone 3, auf denen ein OWP mit Netzanschluss gebaut werden soll, nicht zusätzlich an eine Inbetriebnahme ab 2030 zu koppeln, um keine ggf. überflüssigen Zwänge aufzubauen.** Konkret könnte dies durch die Streichung des letzten Satzes im ersten Absatz auf Seite 29 des FEPs erreicht werden.

Die ÜNB geben in ihrer Stellungnahme zum Entwurf des FEP vom 19.12.2019 erhöhte Kosten für die elektrotechnischen Systeme an. Im Erörterungstermin wurde von den ÜNBs hinzugefügt, dass die Plattform um etwa 30-50% größer als eine mit DolWin beta vergleichbare Plattform ausgelegt werden muss. Es wurde jedoch nicht darauf eingegangen, dass durch die doppelte Anschlusskapazität des Systems sowohl ein Kabelsystem als auch

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

eine Offshore-Plattform weniger erforderlich ist. Daher ist ein ganzheitlicher Kostenvergleich beider Systeme (inkl. Installation, Wartung, Planungsaufwand, etc.) erforderlich, welcher die Kosten pro MW vergleicht.

Ziffer 4.3.2.2 (S. 31 f.): Drehstromsystem: Standardleistung 300 MW

Wir begrüßen, die Standardleistung von Seekabelsystemen mit Blick auf begrenzte Flächen und Kabeltrassen hoch anzulegen. Vor allem mit Blick auf die installierbare Leistung auf der Fläche O-2.2 vor Plausibilisierung von über 400 MW (gemäß Tabelle 11, Seite 91) regen wir eine Anhebung der Standardleistung auf 350 MW an.

Ziffer 4.4.1.2 (S. 37): Keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit [des] Schiffsverkehrs

In Spalte 2, letzter Anstrich, wird die „Gestellung zusätzlicher Schleppkapazität“ eingefordert. Wir sehen hierfür keine Notwendigkeit.

Ziffer 4.4.1.3: Luftverkehr

Eine Mitnutzung von HLDs auf Konvertern sollte den OWP eingeräumt werden, da dies ggf. den Bau zusätzlicher Plattformen durch die OWP-Betreiber überflüssig machen würde. Sofern Umspannplattformen in der Ostsee vom ÜNB errichtet werden und über ein HLD verfügen, sollte die Mitnutzung auch hier eingeräumt werden.

Die Beachtung eines "Hubschrauberstreckennetzes" als Maßgabe ist fragwürdig. Es besteht keinerlei luftfahrttechnische Notwendigkeit, die Überschneidung wäre im Flugbetrieb völlig irrelevant. Davon abgesehen existiert nach unserer Kenntnis de facto ein solches Streckennetz nicht, die Helikopter sind in ihrer Routenwahl im Luftraum grundsätzlich an keine festen Strecken oder Wegpunkte gebunden. Die im aktuellen Entwurf referenzierte Karte ist nicht relevant (1), sie war nie verbindlich und wurde bzw. wird von der DFS zurückgezogen bzw. nicht fortgeschrieben.

Hinsichtlich der An- und Abflugkorridore der Plattformen ist außerdem festzustellen: Praktisch enden die Korridore mit Passieren der Konturlinie des OWP, sofern danach offenes Seegebiet ohne jegliche Bebauung folgt. Die volle Länge der Korridore wird nur übersichtshalber dargestellt, um zu zeigen, in welchem Gebiet keine Bebauung zulässig wäre. Sofern also ein Abflugkorridor bei Passieren der Konturlinie eines OWP faktisch endet, kann er auch eine (ohnehin nicht vorhandene) Helikopterroute gar nicht beachten müssen. Praktisch würde ein Helikopter spätestens nach passieren der letzten WEA am Rand des Parks eine beliebige Flugroute verfolgen, anstatt den theoretischen Korridor voll auszufliegen.

(1): Die im Entwurf referenzierte Karte aus 2018 hatte keinerlei bindende Wirkung, sondern war als Angebot der DFS an die Helikopterbetreiber gemeint, eine Überwachungsdienstleistung entlang dieser vorgeschlagenen Routen anzubieten. Die Betreiber haben dieses Angebot jedoch nicht aufgenommen.

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

Ziffer 4.4.2.4 (S. 52 f.): Abweichung der tatsächlich installierten Leistung von der zugewiesenen Netzanbindungskapazität

Laut dieser neuen Regelung ist „im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens ein Nachweis zu erbringen, dass bei einer Abweichung der tatsächlich installierten Leistung von der zugewiesenen Netzanbindungskapazität die maximal zulässige Erwärmung des Sediments (vgl. Planungsgrundsatz 4.4.4.8) nicht überschritten wird. Dieser Nachweis ist für das gesamte Anbindungssystem bis zum Anlandepunkt zu erbringen.“

Die Beweislast für den ordnungsgemäßen Betrieb – inklusive des Einhaltens der Erwärmungsgrenze – liegt beim Netzbetreiber. Der OWP-Betreiber hat einen Anspruch auf Einspeisung und Übertragung der ihm bezuschlagten Gesamtleistung. Einschränkungsmöglichkeiten aus Gründen der Sedimenterwärmung ergeben sich aus den diesen Zuschlägen zugrundeliegenden Gesetzen nicht. Der ÜNB ist in der Pflicht, diesen Anspruch zu erfüllen.

Überdies könnte ein solcher Nachweis nur bei Kooperation des zuständigen ÜNB geführt werden, da nur der ÜNB ab der Schnittstelle zwischen dem OWP und ÜNB – derzeit in der Nordsee z.B. an der Offshore Substation (OSS) – die Messungen an **seinem** Kabel (in der Nordsee das DC-Kabel) durchführen kann. D.h. ohne rechtliche Verpflichtung des ÜNB zu einer solchen Kooperation ist die Erbringung einer solchen Leistung (Nachweis für das **gesamte** Anbindungssystem) eine für den OWP subjektiv unmöglich zu erbringende Leistung, zu der der OWP im FEP nicht verpflichtet werden kann. Es bedarf daher jedenfalls einer entsprechenden Kooperationspflicht.

Grundsätzlich könnte eine Nachweisführung bis zum Anlandepunkt dem OWP nur zugemutet werden, wenn der ÜNB verpflichtet ist, hierfür alle seine Systeme betreffenden Daten vollumfänglich verfügbar zu machen. Darüber hinaus müsste auch eine Kooperationspflicht von gemeinsam angebotenen OWPs etabliert werden.

Unser Verständnis ist und bleibt, dass die bezuschlagte Netzkapazität jederzeit vollumfänglich genutzt werden darf.

Ziffer 4.4.3.3 (S. 55): Unterkünfte auf Plattformen

Vor dem Hintergrund etablierter Überstiegstechniken mittels dynamisch stabilisierter Zugangssysteme (sog. "Walk-to-Work" Systeme) von entsprechend zahlreich verfügbaren Schiffen scheint eine Unterbringung in temporären Unterkünften – und zwar zunehmend – überflüssig. In gewissen Fällen könnte ein Betreiber trotzdem in Erwägung ziehen, die Unterbringung in temporären Unterkünften zu bevorzugen. Im letzten Absatz heißt es, eine nachträgliche Installation von Wohneinheiten auf Plattformen sei zu vermeiden. Dies suggeriert eine Ausnahmemöglichkeit, die dem ersten Satz widerspricht, dass die Unterbringung ausschließlich in bereits bei der Planung der Plattform vorgesehenen Unterkünften erfolgen soll. Dies ist in die eine oder andere Richtung aufzulösen, wobei die Verhältnismäßigkeit wohl nur dann gewahrt sein dürfte, wenn im ersten Satz „ausschließlich“ durch z.B. „grundsätzlich“ ersetzt würde.

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

Ziffer 4.4.4.2 (S. 57): Abstand bei Parallelverlegung

Wir bieten erneut an, uns an einer Arbeitsgruppe zum Themenkomplex „Abstände“ zwischen Kabeln zu beteiligen (beispielsweise durch die Vermittlung entsprechender Experten aus den Häusern der Betreiber zu diesem Thema). Die Kabelstudie des DNV-GL (2018), vorgelegt durch den BWO, sollte im FEP-Prozess Berücksichtigung finden. Da diese erst nach Juni 2019 komplett vorliegen wird, sollte der FEP Ende Juni 2019 hier noch keine finalen Entscheidungen treffen.

Die aktualisierte DNV-GL Studie empfiehlt zwar einen Abstand von 150 m nach jedem 2. Kabel. Dieser Empfehlung wird seitens der Experten aus den Häusern der Betreiber nicht gefolgt. Gleichzeitig wird aber darauf abgestellt, dass eine Reduktion des Flächenverbrauchs erzielt werden soll. Dies wird aber gerade nicht erreicht, wenn die bisherige Praxis beibehalten werden sollte.

Die im neuen letzten Absatz angeführte Begründung, die Kommentare der OWP-Entwickler wären nicht relevant, ist unverständlich. In Bereichen, wo die ÜNB-Kabel entlang von OWP-Grenzen laufen sowie innerhalb von OWP-Flächen geht der (nicht erforderliche) große Abstand zwischen den ÜNB-Kabeln zu Lasten der angrenzend verfügbaren OWP-Flächen.

Auch ist nicht verständlich, warum wegen eines aktuellen jährlichen Ausbauziels großzügiger mit dem vorhandenen Raum umgegangen werden kann, als wenn dieses Ziel nicht gedeckelt wäre oder höher läge. Der heute zugestandene Platz steht für später folgende Flächenanbindungen dann nicht mehr zur Verfügung. Umgekehrt sollte doch von vorn herein eine möglichst sparsame Verwendung angestrebt werden, um die Reserven zu haben und auch nutzen zu können.

Ziffer 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 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 klar gestellt werden, dass diese Messung im Betrieb nicht mehr wiederholt werden muss.

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

Ziffer 4.5.1 Standardisierte Technikgrundsätze / Abweichung

Abweichungen von Technikgrundsätzen werden in Ausnahmefällen erlaubt. Es wird jedoch gefordert, Abweichungen vor der Ausschreibung der Fläche bzw. Vergabe der Anbindungsleitung einzubringen. Das erscheint nicht praktikabel, da einzelne Abweichungsbedarfe doch absehbar erst während der detaillierteren Planung nach Zuschlag erkennbar werden.

Mit Blick auf die noch vielen offenen Klärungsbedarfe des Direktanschlusses (auch solche, die bislang nicht im FEP behandelt werden), sollte unbedingt eine branchenweite Konsultation zu den Technikgrundsätzen für diese Belange durchgeführt werden. Damit könnten für alle folgenden Direktanschlüsse geeignete und im Interesse minimaler Gesamtkosten für den Stromkunden optimierte Lösungen standardisiert werden. Dadurch würde auch vermieden, dass die bei den ersten Fällen des Direktanschlusses mit einzelnen OWP verabredeten Regelungen mit der Begründung "einmal so, dann für alle Zukunft immer so" als Standard gesetzt sind. Das Optimierungspotential von Direktanschlüssen sollte, auch unter Beteiligung der OWP-Entwickler, genau eruiert werden.

Ziffer 4.7.2.3: Plausibilisierung der voraussichtlich zu installierenden Leistung

Die in Absatz 3 dargestellte Reduktion der voraussichtlich zu installierenden Leistung aufgrund der Überschreitung des maximal jährlichen Ausschreibungsvolumens wird abgelehnt, da es den Planungsgrundsätzen der Flächensparsamkeit und Kosteneffizienz widerspricht, wenn die Flächen ineffizient beplant werden bzw. kleine Teilflächen ungenutzt bleiben. Eine Flexibilisierung des Ausschreibungsvolumens zur Anpassung an die realen Gegebenheiten ist dringend notwendig (dies betrifft auch 5.3.1).

Ziffer 5.1.2 (S. 79 ff.): Die Gebiete im Einzelnen sowie zugleich Ziffer 5.2.2 (S. 88): Maßgebliche Kriterien für die Entscheidung hinsichtlich der Festlegung der Flächen

Das BSH führt auf S. 80 f. sowie auf S. 88 aus, aufgrund einer aktuellen naturschutzfachlichen Studie des FTZ bestünden für die Projekte in Cluster 4 und 5 der Nordsee Bedenken hinsichtlich der Ausweisung von Projekten und Maßnahmen bezüglich operativer Projekte. Hier hat der BWO eine bereits beauftragte naturschutzfachliche Studie zu demselben Untersuchungsgegenstand angekündigt, die für den FEP-Prozess berücksichtigt werden sollte, auch wenn sie nicht bis zum 13.05.2019 (Fristende der laufenden Konsultation) fertiggestellt wird. Wir regen an, diesen Punkt offen zu lassen und sie im Rahmen der unmittelbar folgenden Fortschreibung auf Basis weiterer fachkundiger Erkenntnisse zu klären.

Ziffer 5.7 (S. 102): Standorte von Konverterplattformen, Sammelplattformen und Umspannanlagen

Die Aussage in Absatz 3 des Abschnitts 5.7, nach der die Systeme für die Flächen N-3.7 und N-3.8 „gemeinsam zu nutzen [seien], indem die beiden Umspannplattformen untereinander verbunden werden“ steht im Widerspruch zur Aussage auf S. 103, unten: danach gäbe es eine „Sonderlösung“ von TenneT, die gegenüber dem BSH bestätigt worden sei. Die Aussage auf S. 102 (s.o.) scheint ein redaktioneller Fehler zu sein, der im Zuge der

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

Überarbeitung des FEP (vgl. markierte Änderungen auf S. 103) vergessen wurde – dies muss noch entsprechend angeglichen werden, damit es mit der Aussage auf S. 102 („Sonderlösung“) im Einklang steht.

Ziffer 5.10.2: Festlegung von Trassen und Trassenkorridoren für grenzüberschreitende Stromleitungen

Die Verlegung der Kabel zur Verbindung mit Schweden reduziert die Sicherheitsabstände des Windparks zum Übertragungskabel von vorgegebenen 500 m. Generell bitten wir - wie in 4.4.4.2 beschrieben - um die Berücksichtigung der Erkenntnisse aus der Kabelstudie des DNV-GL (2018). Bei einer Anpassung von Abständen im bestehenden Parkbetrieb kann eine Änderung von Rahmenbedingungen jedoch zu Mehrkosten für den bestehenden Park führen (u.a. z.B. aufgrund von Versicherungen, die mit anderen Annahmen abgeschlossen wurden). Damit würde dieser Park gegenüber den bisherigen Bedingungen aber auch im Vergleich zu anderen bestehenden OWPs schlechter gestellt werden. Auch ein Mehraufwand in der Abstimmung zwischen Parkbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber kommt hinzu. Diese Risiken und damit verbundenen Kosten sollten nicht einem OWP-Betreiber mit einem existierenden Asset auferlegt werden, sondern müssen von dem verantwortlichen ÜNB getragen werden. Es wird angeregt, diese Risiken und Kostenübernahmen in einem gesonderten Vertrag aufzunehmen, der zwischen beiden Parteien geschlossen werden soll. Es sollte selbstverständlich sein, dass ein OWP-Betreiber durch den neuen Flächenentwicklungsplan mit seinem bestehenden Asset nicht schlechter gestellt wird.

Ziffer 5.11: Trassen und Trassenkorridore für Verbindungen zwischen Anlagen untereinander

In diesem Kapitel ist beschrieben, dass das Netzanbindungssystem NOR-7-1 sowohl mit dem Netzanbindungssystem NOR-7-2 als auch mit dem Netzanbindungssystem NOR-8-1 verbunden werden soll. Bevor hierfür Flächen in der OWP Fläche He Dreht freigehalten werden, ist abhängig von der zu realisierenden Anschlussvariante des OWP He Dreht (66 kV vs. 155 kV) zu untersuchen, welche Verbindung technisch überhaupt realisierbar ist. Da es in jedem Fall eine Verbindung zwischen einem 66 kV-Direktanbindungssystem und einer 155 kV-Lösung geben wird scheint es nicht möglich, dass beide Verbindungen untereinander (NOR-7-1 zu NOR-7-2 **und** NOR-7-1 zu NOR-8-1) realisierbar sind.

13.05.2019

Gez.:

Uwe Knickrehm, Geschäftsführer des Bundesverbands der Windparkbetreiber Offshore e.V. (BWO)

Dr. Ursula Prall, Vorstandsvorsitzende der Stiftung OFFSHORE WINDENERGIE

Dr. Wolfgang von Geldern, Vorsitzender des Wirtschaftsverbands Windkraftwerke e.V. (WVW)

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

Andrée Iffländer, Vorsitzender des Wind Energy Network e.V. (WEN)

Jan Rispens, Geschäftsführer Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur GmbH (EEHH)

Andreas Wellbrock, Geschäftsführer der Windenergie-Agentur WAB e.V.

Axel Wiese, Geschäftsführer der windcomm Schleswig-Holstein e.V.

Matthias Zelinger, Geschäftsführer VDMA Power Systems

Wolfram Axthelm, Geschäftsführer des Bundesverbands Windenergie e.V. (BWE)

Ansprechpartnerinnen:

Paula Segelken

Dr. Ursula Prall

*Bundesverband der Windparkbetreiber
Offshore e.V.*

Stiftung OFFSHORE WINDENERGIE

Schiffbauerdamm 19

Kaiser-Wilhelm-Straße 93

10117 Berlin

20355 Hamburg

t.bruns@bwo-offshorewind.de

u.prall@offshore-stiftung.de