

Stellungnahme des BWO zum

Entwurf des Flächenentwicklungsplan 2020 für die deutsche Nord- und Ostsee des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie

Stand: 05.11.2020

© Trianel Borkum 2, Matthias Ibeler



Zusammenfassung:

Der Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V. (BWO) dankt für die Möglichkeit, Stellung zum Entwurf des Flächenentwicklungsplan 2020 für die deutsche Nord- und Ostsee des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie, zu beziehen. Als Vertretung der Betreiber von Offshore-Windparks in Deutschland machen wir von dieser Möglichkeit gerne Gebrauch.

Zusätzlich zu dieser Stellungnahme verweisen wir auf folgende weitere damit in Verbindung stehende Konsultationsdokumente, die im Vorfeld erstellt wurden und dem BSH bereits zugegangen sind:

- I. Fragen zur Vorab-Konsultation im Rahmen der Fortschreibung/Änderung des Flächenentwicklungsplans: Festlegung von Kalenderjahren einschließlich des Quartals im jeweiligen Kalenderjahr gemäß § 5 Abs. 1 Nr. 4 WindSeeG-E**
- II. Stellungnahme des BWO zum Vorentwurf Flächenentwicklungsplan 2020 vom 20. Juli 2020**
- III. Fragenkatalog zur Konsultation des Vorentwurfs des Flächenentwicklungsplans 2020 vom 20. Juli 2020**

Der BWO macht folgende grundlegende Anmerkungen:

- Wir weisen darauf hin, dass hinsichtlich der Schnittstelle zwischen OWP und ÜNB in einer Telefonkonferenz des BSH Mitte September bereits ein Kompromiss diskutiert wurde. U.E. sollte eine maximale Länge inklusive des erwähnten Verschnitts von maximal 15 m festgelegt werden. Dies gilt unabhängig davon, ob gegen eine Steckverbindung oder direkt an der Schaltanlage der Plattform angeschlossen wird.
- Auch wenn nur informatischer Art, begrüßen wir ausdrücklich die Darstellung eines langfristigen Ausbaupfads im Flächenentwicklungsplan. Planungssicherheit hat für uns aufgrund der langen Vorlaufzeiten oberste Priorität. Auch wird der FEP damit dem Ausbauziel von 40 GW bis 2040 besser gerecht.
- Unseres Erachtens kann der Errichter der Windenergieanlage nicht grundsätzlich dafür verantwortlich gemacht werden, die von den Kampfmitteln ausgehenden Gefahren durch Räumung der Kampfmittel zu beseitigen. Der Flächenentwicklungsplan sollte die Zuweisung der Kosten für die Bergung bzw. Beseitigung von Kampfmitteln als erstattungsfähig ausweisen.

Der BWO sieht folgende Hauptkritikpunkte:

- Der BWO kritisiert die im Entwurf des FEP gezogenen Schlussfolgerungen aus der vom BWO beauftragten Seetaucherstudie. U.E. zeigen die Ergebnisse der Studie, dass der Bestand der Seetaucher stabil ist und damit keine ermittelte statistisch signifikante Abnahme der Abundanz der Seetaucher im Hauptkonzentrationsgebiet vorhanden ist. Es ist mitnichten korrekt daraus abzuleiten, dass „Meideeffekte und damit der Habitatverlust für Seetaucher weit- aus ausgeprägter sind als in den Entscheidungen zu Einzelzulassungsverfahren des BSH und im Positionspapier des BMU (2009) ursprünglich angenommen wurde“. Unseres Erachtens sind Meideabstände bzw. der theoretische Habitatverlust als alleinstehendes Bewertungskriterium nicht ausreichend (aufgrund der hohen Varianzen bei geringen Dichten) für die Beurteilung der Auswirkungen der Offshore-Windkraft. Entscheidungen sollten auf die tatsächliche Veränderung der lokalen Population abgestellt werden. Wir bitten das BSH um eine Begründung, auf

welcher Basis die Priorisierung des Kriteriums „Meideabstand“ oder „theoretischer Habitatverlust“ gegenüber dem Kriterium „tatsächlicher Habitatverlust“ bzw. „Veränderung der lokalen Population“ erfolgte. Die im Entwurf des FEP skizzierten Folgen für die Gebiete N-4 und N-5 sind daher zu überprüfen.

- Der BWO weist darauf hin, dass die bislang vorgeschlagenen Flächen für sonstige Energiegewinnungsbereiche nicht ausreichend und zu ineffizient sind, um die in der Nationalen Wasserstoffstrategie erkannte „besondere Rolle“ der Offshore-Windenergienutzung und der hierfür aufgezeigten Kapazitäten von bis zu 5 GW aus On- und Offshore-Wind zu erfüllen. Für die Etablierung solcher Konzepte wird viel und günstiger „grüner Strom“ benötigt. Dies geht mit entsprechend großem Flächenbedarf und Windenergieanlagentypen einher.
- Der Entwurf des FEP erfüllt bislang nicht das Kriterium einer ausgewogenen Verteilung des Ausbaus in Nord- und Ostsee. So sieht der Entwurf des FEP aktuell ein Ausbaurhältnis für die deutsche Ost- und Nordsee von lediglich 1 (Ostsee) zu 28 (Nordsee) vor. Hier sollten unbedingt weitere Projekte wie das Testfeld oder Flächen im Küstenmeer und in der Raumordnung weitere Gebiete festgelegt werden. Für zusätzliche Flächen im Küstenmeer schlagen wir die Einführung einer Küstenmeeregelung vor (siehe auch BWO-Stellungnahme zum Vorentwurf des Flächenentwicklungsplans vom 20. Juli 2020).

Stellungnahme im Detail:

1.	Zu 4. Planungsgrundsätze	5
	Zu 4.2.1.3 Gleichstromsystem: Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP	5
	Zu 4.4.1.5: Rückbaupflicht und Sicherheitsleistung	5
	Zu 4.4.1.6: Berücksichtigung aller bestehenden, genehmigten und festgelegten Nutzungen	6
	Zu 4.4.1.9 Minimierung von Kolk- und Kabelschutzmaßnahmen	7
	Zu 4.4.1.12 Berücksichtigung von Fundstellen von Kampfmitteln	7
2.	Zu 5.1.1 Festlegung von Gebieten und fachplanerischer Rahmen	9
3.	Zu 5.3.1 Plausibilisierung der voraussichtlich zu installierenden Leistung	10
4.	Zu 5.4 Festlegungen für das Küstenmeer	10
5.	Zu 7. Sonstige Energiegewinnungsbereiche	11
6.	Zu 8.4 Zulässigkeit der Festlegung von Flächen	12
7.	Zu 14 Anhang: Informatorische Darstellung eines langfristigen Ausbaupfads	13
	Anhang: Fragenkatalog der Konsultation	15

1. Zu 4. Planungsgrundsätze

Zu 4.2.1.3 Gleichstromsystem: Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP

Der Entwurf des FEP 2020 sieht in Abschnitt 4.2.1.3 vor, dass der OWP-Vorhabenträger eine freie nutzbare Länge (ab Cable Hang-Off) des Seekabels nach Direkteinzug auf der Plattform von mindestens 15 m, im Ermessen des ÜNB sogar bis zur Maximallänge von 20 m zu ermöglichen hat. Zu diesen 15 oder 20 m kommen technisch bedingt noch mindestens 3 bis 5 m für unvermeidbaren Verschnitt (Endstück des Kabels, welches beim Einzug regelmäßig als beschädigt zu betrachten ist, aufgrund der Zugkräfte und ggf. eingedrungenem Wasser; sowie die s.g. pull-in contingency zum Ausgleich von Toleranzen, bei einem „2nd End Pull-In“ durchaus bis zu 3 Metern). Somit soll den OWP hier auferlegt werden, bis zu 25m Kabel einzuziehen. Dies ist nur möglich, wenn seitens des ÜNB hinreichend Platz vorgesehen wird für alle mit dem Kabeleinzug und dem Anschluss verbundenen Arbeiten. Hier gilt wie schon wiederholt dargelegt, dass jeder Meter die Probleme vergrößert, insbesondere wenn bis zu 30 OWP Kabel mehrerer Parteien auf einer Plattform, womöglich noch zeitlich parallel eingezogen, abgelegt und anschließend weiterverarbeitet werden sollen.

Wir weisen daher nochmals darauf hin, dass eine maximale Länge inklusive des erwähnten Verschnitts von maximal 15 m festgelegt werden sollte. Dies gilt unabhängig davon, ob dann gegen eine Steckverbindung oder direkt an der Schaltanlage der Plattform angeschlossen wird. Das dies akzeptabel erscheint wurde in einer Telefonkonferenz des BSH am 16.09.2020 von einem Vertreter eines ÜNB bereits signalisiert.

Wir verweisen zudem auf die Ausführungen im Rahmen der Konsultation des Vorentwurfs des FEP, hier auf die Antwort auf F.2.

Zu 4.4.1.5: Rückbaupflicht und Sicherheitsleistung

In punkto Rückbaupflicht und der erforderlichen Sicherheitsleistung ergeben sich zwischen dem FEP 2019 und dem Entwurf des FEP 2020 Änderungen, die Auswirkungen auf bestehende Projekte haben. Auch ergeben sich u.E. aus den geänderten Formulierungen noch weitere Fragen.

Grundsätzlich sollte der Betreiber den Rückbau nach jeweiligem Stand der Technik durchführen. Ob die zurückgebauten Komponenten wiederverwertet, recycelt oder der energetischen Nutzung zugeführt werden, ergibt sich aus den dann gültigen Gesetzen, die auch von den Betreibern der Offshore Windparks und Übertragungsanlagen zu beachten sind. Hierzu bedarf es keiner gesonderten Regelung im FEP.

Einigen sich BSH und Betreiber von Anlagen in speziellen Fällen auf ein Verbleiben von Komponenten, weil andernfalls nachteilige Umweltauswirkungen zu befürchten sind und Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs oder andere Nachnutzung nicht beeinträchtigt werden, sollte der zuständige Betreiber nur für eine gewisse Zeit in der Pflicht sein, zu überprüfen, dass kein Hindernis für Schifffahrt und Fischerei besteht. Diese Zeit gilt es zu definieren. Sie sollte u.E. einen Zeitraum von fünf Jahren nicht überschreiten.

So macht der Entwurf des FEP (Siehe S. 39) die Aussage: „Die beim Rückbau entstehenden Baugruben sind mit anstehendem Material zu verfüllen, Steinschüttungen sind zu vermeiden.“ Die Formulierung „anstehend“ ist u.E. nicht klar. So stellt sich für uns die Frage ob hierfür der Boden vor Ort für die Befüllung verwendet werden. Auch fehlt der Hinweis auf den Stand der Technik und lokale Gegebenheiten.

Zu 4.4.1.6: Berücksichtigung aller bestehenden, genehmigten und festgelegten Nutzungen

Begriffsdefinition

Der Begriff „Wirkbereich“ einer WEA wird wie schon in der Vergangenheit zwar (einmalig und nur hier) verwendet, ist aber weiterhin nicht definiert (Siehe Seite 41 Entwurf des FEP). Diese fehlende Definition hat bereits in der Vergangenheit für erhebliche Diskussionen gesorgt. Eine Begriffsdefinition ist demnach nach wie vor dringend erforderlich.

Erfordernis von Abschaltung und Wegdrehen

Wir sehen keine generelle Notwendigkeit, die an eine Trasse angrenzenden Windenergieanlage bei jeglicher Art von Arbeiten an der Trasse abzuschalten und wegzudrehen. Ein solches Erfordernis widerspricht dem Ziel einer möglichst konstanten Stromversorgung. Nach der jetzigen Formulierung würde darunter auch das Befahren der Trasse mit einem kleinen Survey-Schiff fallen. Regelmäßig zeigt sich, dass nur sehr wenige Arbeiten tatsächlich ein Abschalten und Wegdrehen erforderlich machen. Sinnvoller wäre, wenn ein Abschalten und Wegdrehen vorab vom jeweiligen Schiffsführer oder -betreiber als notwendig dargelegt werden sollte. Diese Formulierung sollte in den FEP aufgenommen werden.

Sicherheitsabstand zu bestehenden Kabelsystemen

Des Weiteren ist nicht ersichtlich, warum bei WEA, deren Energie mit einem 155 kV- oder 220 kV-Drehstrom-Seekabelsystem zwischen Umspann- und Konverterplattform abgeführt wird, ein Abstand von mindestens 350 m für Arbeiten im Offshore-Windpark inklusive *Jackup*-Einsätzen eingehalten werden müssen. Jacken kann in sicherer Weise in 20 m Abstand von einem Kabel erfolgen. Ein absoluter Sicherheitsabstand von bspw. 150 m oder eventuell auch 200 m wäre sachgerecht. Dies ließe aber noch 200 m oder wenigstens 150 m für *Jackups* zu, ohne signifikante Risiken für die (zu ihrem Schutz entsprechend tief vergrabenen) Kabel. Dies kann anders gehandhabt werden, wenn ein ÜNB-Kabel noch nicht eingespült wurde. Danach jedoch sehen wir hier eine unverhältnismäßige und unnötige Einschränkung für die Arbeiten der OWP-Betreiber für Errichtung, Betrieb, Wartung und ggf. Rückbau.

Notwendigkeit einer Annäherungsvereinbarung

Bereits im FEP 2019 wird darauf hingewiesen, dass aufgrund der räumlichen Nähe zwischen OWP-Vorhaben und den Anbindungsleitungen einschließlich der Plattformen des ÜNB ein hoher Abstimmungsbedarf zwischen OWP und ÜNB besteht. Eine frühzeitige, kooperative Zusammenarbeit zwischen OWP und ÜNB ist unerlässlich für die rechtzeitige und koordinierte Errichtung der jeweiligen Gewerke. Die jetzt Entwurf des FEP 2020 enthaltene Aussage, „in jedem Fall“ bei Unterschreitungen der Mindestabstände im Zulassungsverfahren eine Annäherungsvereinbarung einzureichen, ist unseres Erachtens unverhältnismäßig. Die Erfahrungen der Vergangenheit haben eindrücklich gezeigt, dass

hier ein vertragliches Ungleichgewicht zugunsten des ÜNB besteht. Da der OWP insbesondere aufgrund des ihm auferlegten Sanktionsregimes der §§ 59ff WindSeeG in der Regel deutlich mehr unter dem Druck des Abschlusses der Annäherungsvereinbarung steht als der ÜNB, kann der ÜNB oftmals nahezu einseitig bestimmen, unter welchen Voraussetzungen er bereit ist, einer Annäherungsvereinbarung zuzustimmen. Dieses Ungleichgewicht wird aus Sicht des BWO durch die erneute Betonung der Notwendigkeit einer solchen Vereinbarung noch weiter zum Vorteil des ÜNB verschoben.

Der BWO regt an, die Formulierung des FEP 2019 aufrecht zu erhalten. Das Risiko möglicher Mehrkosten könnte dabei adäquat verteilt werden, im dem *„im Einzelfall geprüft werden soll, ob mögliche belegbare Mehrkosten, die durch eine Unterschreitung der Mindestabstände entstanden sind, dem OWP-Betreiber in Rechnung gestellt werden können“*. Eine weitergehende Vorfestlegung auf: „in jedem Fall“ lehnt der BWO ab.

Der Abschluss einer Annäherungsvereinbarung ist indes aus Sicht des BWO auch nicht zwingend notwendig, da das BSH im Konfliktfall durchaus in der Lage wäre, die Konditionen der Annäherung im Streitfall per Verwaltungsakt zu klären und somit eine Art Schlichtungsfunktion einzunehmen. Denkbar wäre vor diesem Hintergrund auch die Entwicklung eines im Einzelfall anzupassenden Standardvertrags durch das BSH, was die Berücksichtigung *aller* Akteure und Interessen und einen entsprechenden Branchendialog voraussetzt.

Zu 4.4.1.9 Minimierung von Kolk- und Kabelschutzmaßnahmen

Der Entwurf des Flächenentwicklungsplans 2020 spricht unter 4.4.1.9 davon, dass als Kabelschutz grundsätzlich Schüttungen aus Natursteinen oder inerten und natürlichen Materialien einzusetzen sind. Der Einsatz von Kunststoff enthaltenden Kabelschutzsystemen soll dabei nur im Ausnahmefall zulässig sein.

Hier sollte der Begriff des Kabelschutzsystems definiert werden. U.E. ist aktuell nicht ganz klar, ob damit die Kabelschutzsysteme an den J-Tubes oder Schüttungen zur Stabilisierung/Schutz von Kabeln gemeint sind. Bei den Schüttungen ist die Verwendung von Natursteinen oder inerten und natürlichen Materialien kein Problem. Beim Einsatz eines Kabelschutzsystems im Bereich von J-Tube bzw. Free Spans kann der Einsatz von Kunststoff hingegen nicht immer vermieden werden. Kunststoff ist das einzige Material, welches bei den Bewegungen durch Strömung den dauerhaften, stabilen Schutz der Übertragungskabel gewährleisten kann.

Zu 4.4.1.12 Berücksichtigung von Fundstellen von Kampfmitteln

Der Entwurf des Flächenentwicklungsplans macht unter 4.4.1.12 die Aussage, dass der Vorhabenträger eines Projektes sowohl für die Ermittlung und Erkundung von Kampfmitteln als auch für alle daraus resultierenden Schutzmaßnahmen verantwortlich sei. Auch sei der Vorhabenträger für die Bergung bzw. Beseitigung eventueller Kampfmittel-Funde verantwortlich.

Unseres Erachtens kann der Errichter der Windenergieanlage nicht grundsätzlich dafür verantwortlich gemacht werden, die von den Kampfmitteln ausgehenden Gefahren durch Räumung der Kampfmittel zu beseitigen. Ein uns vorliegendes juristisches Rechtsgutachten kommt zu dem Ergebnis, dass der Errichter der Windenergieanlage nicht „Zustandsverantwortlicher“ ist, da er weder Eigentum bzw. eine

Berechtigung noch Sachherrschaft an den Kampfmitteln hat¹. Zwar kann sein Verhalten eine Gefahr mitbegründen, wenn er bspw. sich in den Gefahrenbereich der Kampfmittel begibt, dennoch bleibt er immer nur Opfer dieser Gefahr (und befindet sich insoweit grundsätzlich in der Position einer gestörten Privatnützigkeit), weshalb von ihm nicht die Beseitigung der Gefahr durch eigenes aktives Tun verlangt werden kann.

Die Rechtsprechung des BVerwG zu Kriegsfolgelasten bestätigt diese Wertung.

Der Errichter kann insoweit nicht durch eine rechtmäßige Verfügung zur Räumung der Kampfmittel verpflichtet werden. Dies ist auch bei der Auslegung von behördlichen Verfügungen zu berücksichtigen, die nach Möglichkeit einen rechtmäßigen Inhalt haben sollen.

Werden gefährliche Kampfmittel durch den Errichter geräumt, kann er Ersatz der Kosten nach den Regelungen der öffentlich-rechtlichen Geschäftsführung ohne Auftrag sowie subsidiär nach den Grundsätzen der öffentlich-rechtlichen Erstattung verlangen.

Der Flächenentwicklungsplan sollte die Zuweisung der Kosten für die Bergung bzw. Beseitigung von Kampfmitteln als erstattungsfähig ausweisen.

Zu 4.8.2.7 Kriterium 7: Ausgewogene Verteilung zwischen Nord- und Ostsee

Dieses Kriterium wird u.E. nicht erfüllt. Der Entwurf des FEP sieht aktuell ein Ausbauverhältnis für die deutsche Ost- und Nordsee von lediglich 1 (Ostsee) zu 28 (Nordsee) vor.

Der Entwurf des FEP sieht eine Gesamtkapazität von insgesamt 2,1 GW Offshore-Wind in der Ostsee vor. Davon sind aktuell bereits 1,1 GW in Betrieb. Weitere 733 MW sind derzeit in der Realisierung. Für den weiteren Ausbau sieht der Vorentwurf des FEP bis zum Jahr 2030 nur eine Leistung von 300 MW vor (eine weitere Fläche befindet sich in Prüfung). Das bedeutet faktisch, dass es im Jahr 2026 zu einem Offshore-Wind-Ausbaustopp in der Ostsee kommt.

Hier sollten u.E. weitere Projekte wie z.B. das Testfeld oder durch die Landesraumplanung bereits ausgewiesene Eignungsflächen im Küstenmeer festgelegt werden (Siehe dazu auch Abschnitt 5.4 bzw. 5.4.3). Auch in der Raumordnung für die AWZ der Ostsee sollten weitere Gebiete festgelegt werden. Wir halten in der deutschen Ostsee ein technisches Gesamtpotential von bis zu 5 GW für realistisch.

Diese Entwicklung widerspricht auch der am 30.09.2020 von Staatssekretär Andreas Feicht für Deutschland unterzeichneten Baltic Sea Declaration von acht Ostseeanrainerstaaten und der Europäischen Kommission zur Beschleunigung des Aufbaus neuer Offshore-Windkapazitäten in der Ostsee.

¹ Prof. Dr. Bernd Grzeszick (2018): Stellungnahme. Grundzüge der Verantwortlichkeit und Kostentragung für Kampfmittelräumungen bei Errichtung von Windenergieanlagen in der deutschen Außenwirtschaftszone

2. Zu 5.1.1 Festlegung von Gebieten und fachplanerischer Rahmen

Gebiet N-4

Die im Entwurf des FEP 2020 getroffenen Aussagen zum Ausschluss einer Nachnutzung der Flächen im Gebiet N-4 sind u.E. nicht nachvollziehbar. Zur Begründung wird auch auf die Seetaucherstudie im Auftrag des BWO² verwiesen, die zeigen würde, dass „Meideeffekte und damit der Habitatverlust für Seetaucher weitaus ausgeprägter sind als in den Entscheidungen zu Einzelzulassungsverfahren des BSH und im Positionspapier des BMU (2009) ursprünglich angenommen wurde“. Für eine ausführliche Auseinandersetzung mit der BWO-Seetaucherstudie wird auf die BWO-Stellungnahme zum Vorentwurf des FEP sowie den Kommentar zu 8.4 dieser Stellungnahme verwiesen.

U.E. zeigen die Ergebnisse der Studie, dass der Bestand der Seetaucher stabil ist und damit keine ermittelte statistisch signifikante Abnahme der Abundanz der Seetaucher im Hauptkonzentrationsgebiet vorhanden ist.

Gebiet N-5

Auch die im Entwurf des FEP 2020 getroffenen Aussagen zum Ausschluss der Fläche N-5.4 sind u.E. nicht nachvollziehbar.

Auf Basis der Seetaucher-Studie stehen der Festlegung der Fläche N-5.4 hinsichtlich des Artenschutzes keine allgemeinen Bedenken entgegen, welche die Anwendung des „Vorsorgeprinzips“ rechtfertigen würden. Die erforderliche konkrete Prüfung des Einzelfalles dürfte erst im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens vorgenommen werden und müsste auch im Hinblick auf den Meideradius des Seetauchers bereits vorgeschlagene Änderungen des Flächenzuschnitts berücksichtigen. Zudem sind unseres Erachtens Meideabstände bzw. der theoretische Habitatverlust als alleinstehendes Bewertungskriterium nicht ausreichend (aufgrund der hohen Varianzen bei geringen Dichten) für die Beurteilung der Auswirkungen der Offshore-Windkraft. Entscheidungen sollten auf die tatsächliche Veränderung der lokalen Population abgestellt werden.

Wir bitten weiterhin – bis zur finalen Klärung der Fläche N-5.4 nach den vorstehenden Kriterien – die dazugehörige genehmigte Trassenführung für die Anbindung NOR 5-2 im FEP aufrecht zu erhalten.

² BioConsult et al. (2020): Divers (Gavia spp.) in the German North Sea: Changes in Abundance and Effects of Offshore Wind Farms, abrufbar unter: https://www.bwo-offshorewind.de/wp-content/uploads/2020/03/20200306_diverstudy_v1-0_final.pdf.

3. Zu 5.3.1 Plausibilisierung der voraussichtlich zu installierenden Leistung

Fläche O-1.3

Zur Plausibilisierung bzgl. der Fläche O-1.3 wird eine Änderung vorgeschlagen. Hintergrund ist, dass die zu installierende Leistung möglich realitätsnah eingeschätzt werden soll.

Bei der Fläche O-1.3 ist die voraussichtlich zu installierende Leistung gemäß Standardanbindungskonzept Ostsee auf max. 300 MW begrenzt. Eine darüber hinaus gehende Begrenzung aufgrund einer Windpark-Layout-Plausibilisierung der ermittelten Leistung ist nicht notwendig da, vor dem Hintergrund der einzuhaltenden Abstände zu den Anlagen benachbarter Windparks und der erwarteten Anlagentechnologie (15-MW-Klasse) eine voraussichtlich zu installierende Leistung von 330 MW bis 350 MW umsetzbar erscheint. Da des Weiteren die Möglichkeit besteht, zusätzliche WEA über die zugewiesene Netzanbindungskapazität hinaus zu installieren (Overplanting), kann eine 300 MW Anbindungsleitung das Leistungsvolumen der Fläche fast vollständig ausschöpfen. Eine evtl. geringere Leistungsdichte führt zu einer Verringerung der Verluste durch Nachlaufeffekte innerhalb des Windparks und trägt so dem Ziel der Kosteneffizienz gemäß Windenergie auf See Gesetz § 1 Abs. 2 Rechnung. Von der Errichtung einer zusätzlichen Anbindungsleitung wird aufgrund der geringen Auslastung abgesehen.

4. Zu 5.4 Festlegungen für das Küstenmeer

Wir schlagen vor, speziell in Abschnitt 5.4.3, die Fläche O-6 für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See festzulegen. Die Vorschriften in § 5 Abs.1 Nr. 2 WindSeeG zur „tatsächlichen Verfügbarkeit“ einer Fläche für die Aufnahme in den FEP kann durch die vom BWO vorgeschlagene „Küstenmeerregelung“ erfüllt werden. Durch die Küstenmeerregelung kann die Fläche trotz bestehender Genehmigung nach dem BImSchG diskriminierungsfrei und nach einer noch festzulegenden Reihenfolge (die jetzige Reihenfolge sollte beibehalten werden) den Ausschreibungen im Zentralen Modell und damit dem Wettbewerb „tatsächlich verfügbar“ gemacht werden.

Durch das zeitliche Auseinanderfallen von FEP und der WindSeeG-Novelle sollte die Aufnahme dieser vergleichsweise kurzfristig realisierbaren Potentiale nicht verhindert werden. Hilfsweise schlagen wir vor, diese Festlegung unter den Vorbehalt der WindSeeG-Novelle zu stellen.

Der Vollständigkeit sei darauf hingewiesen, dass Netzengpässe nicht bestehen. Die verfügbaren Netzanbindungskapazitäten gem. Abschnitt 6.1 sollten durch 50Hertz ergänzt werden.

Durch Aufnahme der Fläche O-6 in den FEP könnte Deutschland auch die Verpflichtungen aus der am 30.09.2020 von Staatssekretär Andreas Feicht für Deutschland unterzeichneten Baltic Sea Declaration zur Beschleunigung des Aufbaus neuer Offshore-Windkapazitäten in der Ostsee erfüllen.

5. Zu 7. Sonstige Energiegewinnungsbereiche

Der BWO begrüßt die Aufnahme sonstiger Energiegewinnungsbereiche in den Entwurf des FEP, da die Bedeutung von Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen zunehmend wächst. Die bislang vorgeschlagenen zwei Restflächen, die sich für einen konventionellen Offshore-Windparks als nicht geeignet erwiesen haben (Siehe Entwurf des FEP 2020, S. 89) sind jedoch aus unserer Sicht bei weitem nicht ausreichend, um die in der Nationalen Wasserstoffstrategie erkannte „besondere Rolle“ der Offshore-Windenergienutzung und der hierfür aufgezeigten Kapazitäten von bis zu 5 GW aus On- und Offshore-Wind zu erfüllen. Für die Etablierung solcher Konzepte wird viel und günstiger „grüner Strom“ benötigt. Dies geht mit einem Bedarf nach großen Flächen und Windenergieanlagentypen einher. Auch die Ausweisung weiterer Bereiche z. B. in Zone 4 und 5 der Nordsee – unter Beibehaltung der 20 GW Flächen für netzgebundene Offshore-Windparks – ist hierfür dringend zu empfehlen.

Eine zwingende Konkurrenz zwischen leitungsgebundener und leitungsungebundener Energienutzung erkennen wir dabei nicht. Bereits durch eine geringfügige Einschränkung der bislang im FEP großzügig bemessenen Flächen für Schifffahrt und Militär könnte eine Entlastung erzielt werden. Insgesamt sollten als Flächen und Trassen für 20 GW und zusätzlich bis zu 5 GW sonstige Energiegewinnungsbereiche festgelegt werden.

Das Argument eines Technologierisikos für die ersten Offshore-Erzeugungsanlagen für beispielsweise Wasserstoff grundsätzlich valide. Technisch ist aber das Skalieren auf Elektrolyseurleistungen vom mehreren 100 MW nach Bekunden der Hersteller solcher Anlagen auch für den Einsatz auf See möglich, wie dies insbesondere der erste Fachworkshop „Sonstige Energiegewinnungsbereiche“ am 25.09.2019 im BMWi bestätigt hat. Die Technik der Windenergieanlagen und Elektrolyseuren und ihre Errichtung ist mittlerweile seit vielen Jahren erfolgreich erprobt und bewährt. Insofern rechtfertigt ein überschaubarer Lerneffekt durch Skalierung es nicht, zunächst mit, ineffizienten, kleinskaligen Erzeugungsanlagen zu beginnen. Zur Erreichung der Kapazitätsziele der Nationalen Wasserstoffstrategie bis 2030 sollte zeitnah mit Anlagen im Bereich von 300 – 400 MW auf der Stromseite begonnen werden und die vorhandenen Technologierisiken im Rahmen eines transparenten Bieterverfahrens wirtschaftlich adressiert werden. Unter der Annahme von 8-9 MW installierte OWP Leistung/km² für die Zonen 4 und 5 sollten Energiegewinnungsbereiche idealerweise eine Mindestgröße von 50 - 60 km² pro Vorhaben haben.

Der Transport des seeseitig erzeugten Wasserstoffs über Gasleitungen ist mit Abstand die kostengünstigste Variante und sollte entsprechend priorisiert werden. Im FEP sollte daher eine neue Leitung entweder mit einem neuen Trassenverlauf, oder im bestehenden Korridor zwischen Norpipe und Europipe ausgewiesen werden. Die zuständige Regulierungsbehörde (Bergbauamt) muss hierfür frühzeitig in der Planung einer neuen Gasleitung eingebunden werden, damit der Transport zum Zeitpunkt der ersten Ausschreibungen von offshore Elektrolyse klar geregelt ist und entsprechend in der business case Entwicklung eingepreist werden kann.

Parallel sollte auch die Möglichkeit einer indirekten Stromnetzanbindung sonstiger Energiegewinnungsbereiche für kleinere Gebiete in Zone 2 (in Nähe bestehender OWPs und elektrischer Infrastruktur) an eine „konventionelle Netzanbindung“ geprüft werden. Bei dieser vermaschten Lösung würde z. B. die Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse auf See erfolgen, jedoch die Effizienz Nachteile einer isolierten Inselösung vermieden. Erste Analysen haben gezeigt, dass durch eine nachrangige und förderfreie Einspeisung von Überschussstrom ins öffentliche Netz bei gleichzeitiger Möglichkeit, auch

zeitweise Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen zu können, deutliche Vorteile entstehen. So wird das Gesamtsystem (inklusive der kurzen Anbindungsleitung an einen benachbarten Konverter) effizienter dimensioniert und die Kosten für Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen reduziert, ohne jedoch auf begrenzt verfügbare Trassenkorridore zum Land zurückgreifen zu müssen. Diese Lösung könnte insbesondere für SEN-1 eine sinnvolle Lösung sein.

ZU SEN-1

Die Fläche SEN-1 mit einer Größe von 28.8 km² liegt unter der vom BWO definierten idealen Mindestgröße von 50-60 km² für einen wirtschaftlichen Flächenbetrieb, könnte aber als Pilotprojekt die technische Machbarkeit in der Praxis beweisen. Ein weiterer Nachteil ist, dass sie zweigeteilt ist und keinerlei Erweiterungsflächen für eine spätere Ausbauphase bietet. Auch wird die Wirtschaftlichkeit durch mögliche Flugkorridore und zu erwartende Abschattungseffekte eingeschränkt. Nur mit entsprechender Förderung könnte auf dieser Fläche als Pilotanlage die Errichtung eines OWPs (ca. 20-23 WEA) und einer Elektrolyseurplattform gewährleistet werden.

Der Ausschluss eigener Netzanbindungen aufgrund der Knappheit der Anlandungskorridore ist teilweise nachvollziehbar, führt jedoch dazu, dass der Förderbedarf der Fläche weiter steigt. Eine Anbindung an einen bestehenden Konverter könnte das Problem lösen (Siehe oben zu vermaschten Lösungen), wirft aber bei der technischen Umsetzung viele Fragen auf. Auch ist eine mögliche Anbindung an die benachbarten Erdgaspipelines Norpipe und Europipe und eine Anbindung über eine zukünftige neue Wasserstoffpipeline, direkt benachbart zu Norpipe und Europipe, zu prüfen.

ZU SEO-1

SEO-1 ist mit ca. 8 km² sehr klein und daher ohne ausreichende Förderung kaum wirtschaftlich zu entwickeln.

6. Zu 8.4 Zulässigkeit der Festlegung von Flächen

Seetaucher

Der Entwurf des Flächenentwicklungsplans sieht eine mögliche Erweiterung des Gebiets N-5 zur Nutzung von Offshore-Windenergie über die zum Zeitpunkt dieser Prüfung in Betrieb befindlichen OWP „Butendiek“, „Dan Tysk“ und „Sandbank nicht mit dem Verbotstatbestand des § 44 Abs. 1 Nr. 2 BNatSchG vereinbar. Als Begründung wird auf die Auswirkungen für das Hauptkonzentrationsgebiet der Seetaucher in Verbindung mit der ermittelten statistisch signifikanten Abnahme der Abundanz der Seetaucher verwiesen. Zur Begründung wird auf die Seetaucher-Studie der Offshore-Branche unter Koordination des BWO verwiesen:

„Die Studie bestätigt die für den FEP 2019 zugrundeliegenden Erkenntnisse aus Forschung und Monitoring zur funktionalen Bedeutung des Hauptkonzentrationsgebietes und zum Ausmaß der

Meideeffekte auf Seetaucher durch Offshore-Windparkvorhaben (GARTHE et al. 2018). Eine Verlagerung des Seetauchervorkommens in den zentralen Bereich des Hauptkonzentrationsgebietes seit Bau der Windparks wurde ebenfalls in dieser Studie bestätigt“³.

Aus Sicht des BWO werden damit vom BSH die falschen Schlussfolgerungen aus der Studie gezogen. Die Studie zeigt, dass Seetaucher unterschiedliche Meideabstände zu den Windparks einhalten, abhängig von verschiedenen Jahreszeiten (Frühjahr/Winter) und Gebieten (Nord/Süd). Unseres Erachtens sind Meideabstände bzw. der theoretische Habitatverlust als alleinstehendes Bewertungskriterium jedoch nicht ausreichend (aufgrund der hohen Varianzen bei geringen Dichten) für die Beurteilung der Auswirkungen der Offshore-Windkraft. Entscheidungen sollten auf die tatsächliche Veränderung der lokalen Population abgestellt werden. Diesbezüglich zeigt die Studie, dass über den Studienzeitraum (2001 – 2018) die Frühjahrsbestände der Seetaucher in der deutschen Nordsee insgesamt stabil bei Schwankungen zwischen einzelnen Jahren ohne erkennbaren Trend waren. Es wurde kein Zusammenhang zwischen dem Seetaucher-bestand und dem Ausbau der Windkraft festgestellt. Seetaucher erreichen im Frühjahr die höchsten Bestandszahlen und es wurde eine mittlere Anzahl von 16.500 Seetauchern im Frühjahr in der deutschen Nordsee berechnet.

Insbesondere zeigen die Ergebnisse, dass der Bestand der Seetaucher stabil ist und damit keine ermittelte statistisch signifikante Abnahme der Abundanz der Seetaucher im Hauptkonzentrationsgebiet gibt, wie im Vorentwurf 2020 noch ausgeführt wird. „Bereits festgestellte kumulative nachteilige Auswirkungen“ sind unserer Auffassung nach ebenfalls nicht nachgewiesen. Auf Basis der Seetaucher-Studie stehen der Festlegung der Fläche N-5.4 hinsichtlich des Artenschutzes keine allgemeinen Bedenken entgegen, welche die Anwendung des „Vorsorgeprinzips“ rechtfertigen würden. Die erforderliche konkrete Prüfung des Einzelfalles dürfte erst im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens vorgenommen werden und müsste dabei auch im Hinblick auf den Meideradius des Seetauchers bereits vorgeschlagene Änderungen des Flächenzuschnitts berücksichtigen. Zudem sind unseres Erachtens Meideabstände bzw. der theoretische Habitatverlust als alleinstehendes Bewertungskriterium nicht ausreichend (aufgrund der hohen Varianzen bei geringen Dichten) für die Beurteilung der Auswirkungen der Offshore-Windkraft. Entscheidungen sollten auf die tatsächliche Veränderung der lokalen Population abgestellt werden.

Die weitreichenden Schlussfolgerungen für die Gebiete N-5 und N-4 sind u.E. nicht schlüssig und sollten überarbeitet werden.

7. Zu 14 Anhang: Informatorische Darstellung eines langfristigen Ausbaupfads

Obleich nur informatischer Art, begrüßen wir ausdrücklich die Darstellung eines langfristigen Ausbaupfads im Flächenentwicklungsplan. Planungssicherheit ist aufgrund der langen Vorlaufzeiten von oberster Priorität. Auch wird der FEP damit dem Ausbauziel von 40 GW bis 2040 besser gerecht.

Kontakt:

Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V.
Schiffbauerdamm 19, 10117 Berlin
info@bwo-offshorewind.de
Tel.: 030-28444650

Johanna Kardel
Senior Managerin Politik und Regulatorik

Andreas Mummert
Manager Public Affairs – Technik & Betrieb

Anhang: Fragen für die Konsultation

4.2.2.1 Drehstromsystem: Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP

F.1 Wird der Verzicht auf die Festlegung einer Mindest- und Maximallänge aufgrund der Rahmenbedingungen in der Ostsee seitens der Konsultationsteilnehmer begrüßt?

Nein, ein derartiger Verzicht wird explizit abgelehnt. Wie schon in vorhergehenden Stellungnahmen dargelegt ist die Frage der maximalen Länge der IAG-Kabel, die über den Hang-off Flansch hinausgehend in eine Plattform gezogen werden kann, technisch durch diverse Faktoren begrenzt und sollte immer minimal gehalten werden. Stichworte: Dauer des Einzugs; Platz zum Ablegen und Abarmieren der eingezogenen Kabel; Biegeradien der Kabel und Einzeladern; Platzbedarf zum Bewegen der Einzeladern in ihre endgültigen Bahnen. Diese und weitere Aspekte wirken sich letztlich auch auf die Gesamtdauer der Arbeiten der OWP auf der Plattform aus. Diese Dauer zu minimieren ist regelmäßig oberstes Anliegen der ÜNB. Die den Einzug beeinflussenden Faktoren liegen nahezu ausschließlich im Einflussbereich der das Plattformdesign verantwortenden Partei, regelmäßig in Zukunft also der ÜNB.

Daher halten wir an der Aussage fest: Die den OWP zumutbare maximale Einzugslänge (inklusive Verschnitt) über den Hang-Off Flansch hinaus beträgt 15m. Ist die Distanz zum Anschlusspunkt an der GIS größer, sind seitens des ÜNB (Steck)Muffen sowie daran anschließende „Topside-Kabel“ vorzusehen und zu installieren. In diesem Fall ist dann, da ohnehin schon Topside-Kabel vorgesehen sind, die Längen vom Hang-off Flansch bis zur (Steck)Muffe eben weitestmöglich zu minimieren. Im Telefontermin des BSH am 16.09.2020 wurde seitens Vertreter eines ÜNB auch signalisiert, dass dies eine praktikable Lösung darstellt.

Bei dieser Thematik ist irrelevant welche Spannungsebene die IAG Kabel aufweisen. Gleiches gilt hinsichtlich der Frage, ob es ein „66kV-Direktanschluss“ („Direkt“ bezieht sich hier nicht auf „direkt an die GIS“ sondern „Direkt an den Konverter, also ohne OSS“) erfolgt oder nicht. Es scheint, als ob die Begriffe (66kV)-Direktanschluss (alias „ohne OSS des OWP“) und „Direct-Pull-in“ (alias „Anschluss der IAG-Kabel direkt an die ÜNB-Plattform-GIS“) immer wieder vermischt werden. Hier sollte im gesamten FEP nochmals auf absolute Klarheit geachtet werden. Aus Sicht eines Kabeleinzugs und Anschlusses ist die Spannungsebene und die Frage, ob gegen eine GIS oder eine Muffe terminiert wird, unerheblich.

F.2 Falls auch für die Ostsee eine Festlegung einer Mindest- und/oder Maximallänge gefordert wird: Welche Längen sollten unter Berücksichtigung der Gegebenheiten im FEP festgelegt werden?

Wie unter F.1 erwähnt sollte die maximale Länge für eine Terminierung direkt an die GIS der ÜNB-Plattform auf 15 m begrenzt werden. Dies gilt inklusive des üblichen Verschnittes: regelmäßig sind mindestens die ersten 2 m des Kabels als „mechanisch beschädigt“ zu betrachten, plus eine übliche „Einzugs-Reserve-Mehrlänge“ alias „Overpull“ als Absicherung gegen Berechnungsungenauigkeiten sowie als Ergebnis der Verlegereihenfolge (Stichwort 1st-end vs. 2nd-end pull-in). Diese Längen werden abgeschnitten und stehen für die Strecke bis zur eigentlichen Terminierung planmäßig nie zur Verfügung. Somit sollten die Muffen bzw. GIS nicht weiter als maximal 11 m (Kabelweg) vom Hang-Off Flansch vorgesehen werden. Ein Einzug von 15 nutzbaren Metern plus die o.g. Mehrlängen ergäben etwa 19 m Gesamtlänge, die auf der Plattform handhabbar (siehe F.1) sein müssten. Dies ist im Plattformdesign zu berücksichtigen. Ist dies nicht möglich oder nicht gewünscht (Ermessensbereich des

ÜNB!), bleibt nur die Lösung, die Steckmuffen so dicht wie möglich an die Hang-offs zu bringen. Dies ist aus Sicht der OWP somit immer die anzustrebende Lösung. Das Zugeständnis bis zu 15 m IAG-Kabel einzuziehen, stellt aus OWP Sicht den gerade noch akzeptablen Kompromiss dar.

4.3.1.4 Gleichstromsystem: Ausführung mit metallischem Rückleiter

Im Rahmen der Konsultation des Vorentwurfs des FEP wurden Fragen hinsichtlich der Verlegung bei der Ausführung mit metallischem Rückleiter vorgebracht. Daher werden insb. die ÜNB um Beantwortung der folgenden Frage gebeten.

F.3 Welche Auswirkungen bestehen bei der Ausführung mit metallischem Rückleiter auf die Verletechnik und Überdeckung?

F.4 Ist (voraussichtlich) die Verlegung im Küstenmeer mit Vibrationstechnik gebündelt im Trench möglich?

F.5 Welche Kabelparameter wie Durchmesser, Gewicht, Biegeradien und Zugfestigkeit werden erwartet?

5.6 Kalenderjahr einschließlich des Quartals im jeweiligen Kalenderjahr der Inbetriebnahme für Windenergieanlagen auf See und Anbindungsleitungen

F.6 Welche Voraussetzungen sind seitens des Windparks für die vollständige Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems zu schaffen? Ist dafür eine vollständige Betriebsbereitschaft des Windparks erforderlich, und wenn ja zu welchem Zeitpunkt?

Diese Fragen mögen die ÜNB beantworten.

Der Onshore-Konverter kann weitgehend unabhängig von der Betriebsbereitschaft der Windparks in Betrieb genommen und erprobt werden (außer den Tests, für die eine Einspeisung aus den Windparks vonnöten ist.). Der Offshore-Konverter kann auch in seiner grundsätzlichen Funktion durch die Inbetriebnahme des DC-Kabels und dessen Spannungsvorgabe in Betrieb genommen und getestet werden.

Für den Test weiterer wichtiger Komponenten des Netzanbindungssystems sind Leistungen von 10 % bis 30 % der Konverter-Leistung, d.h. auch 10 % bis 30 % der angeschlossenen Windparkleistung notwendig, um die Funktionalität der Komponenten zu erproben. Dazu zählen insbesondere Testprozeduren der HGÜ-Regelung und der Test des DC-Choppers (Dynamic Braking System). Diese Tests sind als unabdingbar anzusehen, da sie der Sicherstellung der Stabilität des Netzanbindungssystems dienen.

Nach unserem Verständnis muss der Probetrieb inkl. der Konformitätstests des Netzanbindungssystems abgeschlossen sein, um eine vollständige Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems (Endgültige Betriebserlaubnis - EBE) zu erreichen. Das Betriebserlaubnisverfahren für HGÜ-Netzanbindungssysteme ist in der E-VDE-AR-4131 in Abschnitt 4.2 im Detail beschrieben.

F.7 Zur Festlegung der Quartale im jeweiligen Kalenderjahr bittet das BSH die Konsultationsteilnehmer um Darstellung der einzelnen Schritte der Inbetriebnahme der Windenergieanlagen und der Anbindungsleitungen sowie die bestehenden Abhängigkeiten voneinander.

Die WEA werden gemäß Planung des jeweiligen OWP sukzessive (unter Beachtung eventueller gesetzlicher Frühest/Spätest-Fristen) zugebaut und bereit zur Inbetriebnahme mit dem Konverter des ÜNB gemacht. Die Inbetriebnahme der WEA erfolgt eine nach der anderen in einer mit dem ÜNB abzustimmenden Reihenfolge (die ggf. dem tatsächlichen Bauverlauf und ggf. auftretenden Problemen entsprechend kurzfristig einvernehmlich angepasst wird). Bei der IBN jeder einzelnen WEA werden alle Systeme inkl. Hochspannungstest getestet und es folgt der Probetrieb und die erste Einspeisung für die jeweilige WEA. Für die Installation von WEA kann pro Anlage von 2-3 Tagen (plus saisonabhängigem Wetter) ausgegangen werden, für die Inbetriebnahmeprobereitung und Inbetriebnahme weitere ca. 10 Tage (plus Wetter). Durch geeignete Ablaufplanung sollte sich eine Inbetriebnahme von durchschnittlich einer WEA pro Tag erreichen lassen.

Dieser Prozess kann jedoch weitestgehend ohne eigenes OWP-Personal auf der Konverterplattform des ÜNB stattfinden. Insofern ist diese Phase dahingehend eher unkritisch. Erheblich kritischer ist die Phase des Kabeleinzugs/Verbindung mit den ÜNB-Schaltanlagen, was auch die Verbindung der Datenleitung einschließt.

F.8 Für eine optimale Verzahnung des Prozesses der Inbetriebnahme von Windpark und Netzanbindungssystem könnte die Festlegung weiterer Meilensteine neben dem Quartal der Inbetriebnahme erforderlich sein (z.B. Zeitpunkt des Kabeleinzugs für die angeschlossenen Windparks, Herstellung der vollständigen Betriebsbereitschaft des Windparks). Welche Meilensteine kommen für eine Festlegung in Frage? Wäre eine Festlegung von Meilensteinen für WEA auf See sinnvoll? In welchem zeitlichen Zusammenhang (Angabe von Quartalen) stehen diese Meilensteine mit dem Quartal der vollständigen Inbetriebnahme der Netzanbindung?

Die verbindliche Vorgabe des Zeitfensters (für ÜNB wie auch OWP) für den Einzug der AC-Kabel der OWP in die Plattform sowie die Inbetriebnahmezeiträume (WEA mit Konverter) wäre aus OWP Betreibersicht ausreichend. Weitere und verbindliche Meilensteine für WEA auf See sind nicht vonnöten, da Projektspezifika (z.B. Entfernung zur Küste, plötzlich auftretende Schlechtwetterphasen, bis dahin unbekannte technische Herausforderungen) nicht allgemeingültig abgebildet werden können. Es sollte dem OWP-Betreiber vorbehalten sein, seine Installations-, Test- und Inbetriebnahmeprozesse für seine Komponenten (Kabel und Windturbinen) innerhalb des gegebenen Zeitfensters auch zeitnah optimieren zu können. Entscheidend hierbei ist, dass im Vorfeld zwischen dem ÜNB und dem OWP-Betreiber ein gemeinsamer Rahmenzeitplan (Realisierungsfahrplan) verpflichtend erarbeitet wird, der alle Prozesse und Schnittstellen zwischen den beiden Parteien enthält und dabei die Verantwortlichkeiten klärt.

F.9 Für die Festlegung der Quartale im jeweiligen Kalenderjahr, in denen die auf den festgelegten Flächen jeweils bezuschlagten WEA auf See in Betrieb genommen werden sollen, erscheint anhand der Konsultationsbeiträge zum Vorentwurf eine Inbetriebnahme im selben Quartal wie die Anbindungsleitung möglich. Wird diese Einschätzung von den Konsultationsteilnehmern geteilt?

Grundsätzlich halten wir es für machbar im selben Quartal, in dem die Inbetriebnahme der Netzanbindung liegt, mit der Inbetriebnahme der WEA zu beginnen, sofern dieser verbindliche Fertigstellungstermin hinreichend früh im Jahr liegt, damit die IBN-Arbeiten der OWP nicht in die Wintermonate rutschen. Wir halten es jedoch nicht für machbar, dass in dem gleichen Quartal alle WEA in Betrieb genommen werden können. Wir möchten hierzu auch auf die BWO-Stellungnahme zum Vorentwurf des Flächenentwicklungsplans verweisen.

Es ist uns hierbei auch nochmal wichtig zu betonen, dass wir damit der seitens des BSH auf dem Anhörungstermin am 16. September geäußerten Wahrnehmung widersprechen, dass die Konsultationsbeiträge zum Vorentwurf des Flächenentwicklungsplans eine IBN aller WEA im selben Quartal als für möglich zurückgemeldet hätten. Seitens der Betreiber und im BWO vertretenen Projektentwickler sehen wir das wie oben beschrieben.

Wir halten es für den richtigen und notwendigen Weg, diese Fragen in einem substanziellen Fachdialog zu adressieren, um so eine nachhaltige Regime zu entwerfen, welches den organisatorischen Herausforderungen des zukünftigen Direktanschlusses und den politischen Notwendigkeiten zur Erreichung der Ausbauziele gleichermaßen gerecht wird. In diesen Fachdialog bringen wir uns seitens des BWO gerne mit ein und stehen auch zur organisatorischen Unterstützung zur Verfügung.

F.10 Wird seitens der Konsultationsteilnehmer ein ggü. dem FEP-Entwurf veränderter Trassenverlauf, wie von TenneT vorgeschlagen, unter Berücksichtigung des anderen Trassenverlaufs innerhalb der Fläche N-7.2 favorisiert?

U.E. ist weder der bestehende noch der von TenneT vorgeschlagene geänderte Trassenverlauf optimal. Hintergrund ist, dass in der von TenneT vorgeschlagenen Alternative nördlich des vorgeschlagenen Korridors innerhalb der OWP-Fläche am Ostrand nur genau 500 m bis zum Standort der dortigen Eckanlage verbleiben. Die Erfahrung zeigt, dass bereits eine geringfügige Unterschreitung dieses Abstands (bspw. verursacht durch unvermeidbare Positionierungsabweichungen bei der Fundamentinstallation, aber auch der DC-Kabelverlegung) zu erheblichen Konflikten zwischen ÜNB und OWP führen. Hier sollten mindestens 520 m vorgesehen werden. Auch ist das erzeugte Dreieck Richtung Westen an keiner Stelle breit genug um zwei WEA-Reihen nördlich des Kabels zu ermöglichen, wodurch ggf. wertvoller Platz verloren geht. Idealerweise orientiert sich die Lage des Korridors an „ganzen Vielfachen“ der erforderlichen Turbinenabstände.

Wir schlagen vor, dass der Trassenverlauf sowie der Standort der Plattform mit dem bezuschlagten Bieter oder im Vorfeld der Flächenvergabe im Rahmen einer Konsultation mit der Branche noch einmal separat diskutiert wird.

Auch ist zu beachten: Der FEP-Entwurf macht keine unmittelbaren Vorgaben hinsichtlich der Helikopterkorridor-Breite in Abschnitt 4.4.1.3. Wenn der DC-Export-Korridor bei 500 m Abstand zu WEA eine Breite von nur 1000 m hat, ist dies bei Anwendung der bisher verwendeten Formel (kurz: $(200m + 4D_{\text{WEA}})/2$ bis zu den WEA-Standorten) zur Breitenbestimmung bei absehbaren WEA-Rotordurchmessern von ≥ 250 m nicht mehr ausreichend (≥ 1200 m).