

STELLUNGNAHME



des
Bundesverbands der Windenergie Offshore e.V. (BWO)
zum ersten Vorentwurf des Flächenentwicklungsplans 2024

2. Oktober 2023



Bundesverband
der Windenergie
Offshore e.V.

1 ZUSAMMENFASSUNG DER BWO-STELLUNGNAHME 3

2 KONSULTATIONSFRAGEN 4

FRAGE 1	4
FRAGE 2	5
FRAGE 3	6
FRAGE 4	6
FRAGE 5	7
FRAGE 6	7
FRAGE 7	8
FRAGE 8	9
FRAGE 9	9
FRAGE 10	9
FRAGE 11	9
FRAGE 12	10
FRAGE 13	10
FRAGE 14	10

3 GRUNDSÄTZLICHE KOMMENTARE UND ERGÄNZUNGSVORSCHLÄGE 11

3.1 AD 5 TECHNIKGRUNDSÄTZE	11
3.2 AD 6 PLANUNGSGRUNDSÄTZE	13
3.3 AD 8 SONSTIGE ENERGIEGEWINNUNGSBEREICHE	17

4 OFFENE SACHFRAGEN MIT DER BITTE UM KLÄRUNG 18

1 Zusammenfassung der BWO-Stellungnahme

Der BWO begrüßt, dass das BSH mit diesem Vorentwurf des Flächenentwicklungsplans erstmalig eine Perspektive zur vollständigen Erfüllung der langfristigen Ausbauziele der Bundesregierung für die Offshore-Windenergie gibt.

Durch die Festlegung der ersten Fläche „N-14.1“ jenseits der Schifffahrtsstraße 10 beginnt eine neue Phase des Ausbaus. Das ist ein wichtiger Schritt, um die Ausbauziele von 50 GW im Jahr 2035 und mindestens 70 GW im Jahr 2045 zu erreichen.

- **Höhere Volllaststunden auf den Flächen N-9.4 und N-9.5 anstreben:** Wir unterstützen den Vorschlag des BSH, die Bebauung der beiden Flächen mit einer Leistung von jeweils 1 GW vorzusehen. Hierfür muss geprüft werden, ob – insbesondere unter Berücksichtigung der einzuhaltenden Rettungszeiten – in der Nordsee eine andere zeitliche Reihenfolge der auszuschreibenden Flächen möglich ist, und die Flächen N-9.4 und N-9.5. später als derzeit vorgesehen gebaut werden können. Ziel sollte sein, durch weniger Abschattungseffekte in der Gesamtbilanz aller betrachteten Flächen höhere Stromerträge zu erzielen. Grundsätzlich spricht gerade die Betrachtung der möglichen Erträge **auch weiterhin für die von der Branche favorisierte Mittelbebauung der Schifffahrtsstraße 10.**
- **Rettungsinfrastruktur bei der Flächenplanung mitdenken:** Mit der Fläche N-14.1 wird erstmals eine Fläche außerhalb des 60Minuten-Einsatzradius der küstenbasierten HEMS-Rettungshubschrauber festgelegt. Der Ausbau der Offshore Windenergie erfordert eine funktionierende Rettungskette. Die Festlegung der neuen Fläche macht ein funktionierendes Lösungskonzept für küstenferne Flächen umso dringender. Die Belange des Arbeitsschutzes und der Rettung sollten bereits bei der Flächenplanung berücksichtigt werden. Offshore-Windpark-Entwickler, jedoch vor allem Bund und Länder, sind in der Verantwortung, gemeinsam eine zukunftsfähige Lösung in die Wege zu leiten. In jedem Fall ist eine **schnelle Klärung** der Zuständigkeiten notwendig. Der BWO hat dafür am 05.09.2023 die [Vision Offshore Rettung 2030+](#) veröffentlicht.
- **Standardanbindungskonzept:** Wir begrüßen, dass das BSH nun für die parkinterne Verkabelung 132 kV als Standardanbindungskonzept festgelegt hat. Das ist eine wichtige Änderung, um den Kabelbedarf, den Eingriff in die Meeresumwelt und die Stromverluste in Kabeln zu reduzieren. Wir bitten um eine Klarstellung, ab welcher Fläche dieser Standard angewendet werden soll. Eine **weitere** zeitliche Beschleunigung des Roll-Outs der 132 kV Technologie gegenüber dem im FEP 2023 genannten Zieldatum lehnen wir ab.
- Hinsichtlich der Frage der **Positionierung des Konverters** halten wir – auch nach Abwägung der vom BSH neu vorgebrachten Argumente und auch für die hier diskutierten Flächen N-9.4 und N-9.5 – an unserer Position fest, dass dieser im Grundsatz in der Mitte des Offshore-Windparks (OWP) installiert werden sollte. Dies gilt auch angesichts der Umstellung von 66 kV auf 132 kV.
- **Investitionssicherheit für sonstige Energiegewinnungsgebiete:** Wir halten eine zügige Festlegung und Ausschreibung weiterer Flächen für die Erzeugung von Wasserstoff für erforderlich.

- **FEP im Rahmen der Fortschreibung für die Entwicklung von Energieinseln öffnen.** Künftige Entwürfe und der finale Flächenentwicklungsplan sollten, zum Beispiel in einem dezidierten Szenario, weitere Nutzungskonzepte für den offshore erzeugten Strom in den Blick nehmen und für diese offen sein. Dies gilt besonders für die **Energieinseln**.
- **Zustimmung bei der vorgeschlagenen Abweichungsmöglichkeit von der 500 m Abstandsregelung zwischen Anlagen und Seekabelsystemen:** Wir halten eine Flexibilität bei vorhabenspezifischen Lösungen für erforderlich.
- **Ausweisung neuer oder eine Erweiterung bestehender Grenzkorridore** sowie einen kurzfristigen Beginn des Prozesses betrachten wir als notwendig.
- **Die Rechts- und Planungssicherheit bei der Verpflichtung zur Vorhaltung von Schleppkapazitäten** ist aus unserer Sicht erforderlich.
- **Formale Geltung des FEP klarstellen:** Im Vorentwurf des FEP werden Festlegungen für Flächen ab dem Inbetriebnahmejahr 2032 (ab N-9.4) gemacht. Unklar ist jedoch, ob die Planungsgrundsätze sowie die Standardisierten Technikgrundsätze auch nur für Flächen ab dem Jahr 2032 gelten. Für OWP-Entwickler bedarf es einer Klarstellung, in welchem Verhältnis die Festlegungen des FEP 2024 zu denen des FEP 2023 stehen.

2 Konsultationsfragen

Frage 1

Gibt es aus Ihrer Sicht Argumente, die für eine Festlegung von z.B. zwei Flächen à 1.000 MW anstatt einer Fläche mit 2.000 MW sprechen?

Wir halten eine Bebauung der beiden Flächen mit jeweils 1.000 MW für die vorzugswürdige Option. Zwei Flächen mit jeweils 1.000 MW führen – wie vom BSH beschrieben – im Vergleich zu einer Bebauung mit jeweils 2.000 MW zu höheren Volllaststunden auf den Flächen N-9.4 und N-9.5.

Dagegen wurde für die Flächen N-9.1, N-9.2 und N-9.3 bei einer Bebauung der beiden Flächen mit einer Leistung von 2.000 MW eine Verringerung der Volllaststunden von rund 5 Prozent berechnet. Die Erträge der Parks in den Flächen im Windschatten würden deutlich sinken.

Wir möchten zudem dazu raten, im Interesse einer kosteneffizienten Entwicklung der Offshore Windenergie in der Nordsee eine **Änderung der Reihenfolge** der Bebauung zu prüfen.

Angestrebt werden sollte – aus einer volkswirtschaftlichen Perspektive – die Flächen N-9.4 und N-9.5 erst später zu bebauen. Damit ließe sich auf den Flächen N-9.1, N-9.2 und N-9.3 ein deutlich höherer Ertrag erzielen, da die im derzeitigen Flächenszenario zu erwartende Abschattung und damit die Ertragseinbußen erst zeitlich verzögert entstehen würden.

Die Inbetriebnahme von N-9.4 soll voraussichtlich im Jahr 2032, die Inbetriebnahme von N-9.5 im Jahr 2035 erfolgen. Um die erheblichen Verschattungseffekte über die Zeitschiene zu reduzieren, schlagen wir vor, die Inbetriebnahme von N-9.4 und N-9.5 auf nach 2040 zu verschieben.

Die Flächen jenseits der SN10 (N-14, N-16, N-17, etc.) sind dann für eine Inbetriebnahme ab 2032 vorzusehen, d.h. die Entwicklung und Bebauung dieser Flächen vorzuziehen. Durch eine solche Änderung der Ausschreibungsreihenfolge ließe sich der Gesamtertrag über die Betriebszeit der OWPs erhöhen. Dies ist im Sinne der gesetzlich mandatierten Flächen- und Kosteneffizienz die zu bevorzugende Variante.

Diese Option sollte allerdings nur verfolgt werden, sofern

- dies im Einklang mit dem Ziel erreicht werden kann, die gesetzlichen Rettungszeiten einzuhalten und die Rettungsinfrastruktur auch in großer Küstenentfernung existiert,
- die „fehlenden“ 2 GW Erzeugungsleistung an anderer Stelle durch neu auszuweisende Flächen geschaffen werden und somit der Ausbaupfad in seiner geplanten Höhe (GW/Jahr) insgesamt nicht beeinträchtigt wird.
- die geplanten hybriden Interkonnektoren im selben Zeitrahmen mit potentiell anderen Flächen realisiert werden können.

Zusätzliche Anmerkung im Zusammenhang mit der Ausweisung von Flächen:

Im Grundsatz spricht die Ertragsbetrachtung **auch weiterhin für die von der Branche favorisierte Mittelbebauung der Schifffahrtsstraße 10**. Im Grundsatz spricht die Ertragsbetrachtung **auch weiterhin für die von der Branche favorisierte Mittelbebauung der Schifffahrtsstraße 10**. Dieses ist laut Kenntnis der Branche auch das Bestreben der Behörden auf niederländischer Seite der Schifffahrtsstraße 10. Wir bitten daher, dass sich das BSH bezüglich der Bebauung der Schifffahrtsstraße 10 mit den Nachbarländern Niederlande und Dänemark abstimmt.

Zudem spricht sich der BWO auch weiterhin dafür aus, dass **Flächen in einer Größe von mindestens 1 GW** festgelegt werden. Dies gilt auch für die auszuweisenden Flächen nordwestlich der Schifffahrtsstraße 10 in der AWZ.

Flächen mit einer Größe von unter 1 GW sollten aus drei Gründen vermieden werden:

1. Die Fläche ist weniger attraktiv ist diese für die vorgelagerte Wertschöpfungskette, vor allem für Turbinenhersteller. Das kann die Preise erhöhen.
2. Ineffiziente Nutzung der Errichterschiffe.
3. Weniger Optionen im Layout und höhere Anfälligkeit für Abschattungseffekte.

Eine mögliche Lösungsoption wäre das Zusammenlegen und gemeinsame Ausschreiben der betroffenen Flächen mit benachbarten Flächen und eine Neuaufteilung der Gesamtfläche.

Insbesondere für die – in diesem FEP noch nicht festgelegte – Fläche N-13.4 sollte frühzeitig über eine kosteneffiziente Größe nachgedacht werden.

Frage 2

Welche zusätzlichen Grenzkorridore bzw. welche Erweiterung bestehender Grenzkorridore zum Küstenmeer halten Sie für geeignet?

Wie beschrieben ist eine Ausweisung neuer oder eine Erweiterung bestehender Grenzkorridore unbedingt notwendig und sollte daher schnellstmöglich angestoßen werden. Besonders deutlich wird das am Grenzkorridor N-III. Neben den in diesem Vorentwurf enthaltenen 9 Kabelsystemen planen die ÜNB im 2. Entwurf des NEP 2037/2045 weitere 11 ONAS durch diesen Grenzkorridor zu legen. Für einige ONAS ist eine Verlegung über Baltrum oder Langeoog ein erheblicher Umweg zu den landseitigen Netzverknüpfungspunkten, was zu einer Erhöhung der Leitungslänge, höheren Kosten und zusätzlichen Raumkonflikten führen kann. Dies gilt bereits

für die im Jahr 2033 und 2035 geplanten ONAS NOR-14-1 und NOR-9-5. Daher sollte neben der Erweiterung des Grenzkorridore N-IV und N-III vor allem die Definition neuer Grenzkorridore priorisiert werden.

Frage 3

Stimmen Sie zu, dass unter den beschriebenen Sachverhalten eine Positionierung der Konverterplattformen am Rand der anzubindenden Flächen vorteilhaft gegenüber einer mittigen Positionierung ist?

Wir halten an unserer Einschätzung fest, dass die Positionierung der Konverter im Grundsatz in der Mitte der Flächen erfolgen soll. Dies gilt auch für die Betrachtung der Flächen N-9.4 und N-9.5. Wir verweisen hierfür auf unsere ausführlichen Ausführungen in der Antwort zum erweiterten FEP-Vorentwurf im Jahr 2022.

Die mittlere Positionierung eines Konverters erlaubt eine optimierte Verlegung der parkinternen Verkabelung. Dadurch kann die Menge der erforderlichen Kabel reduziert werden. Dies wiederum reduziert die Umweltauswirkungen, die bei der Kabelverlegung entstehen.

Wird die Konverterplattform am Rand der Ausbaufäche positioniert, verlängert sich die parkinterne Verkabelung. Eine Positionierung am Rand sollte daher vermieden werden.

Unter den seitens des BSH beschriebenen Voraussetzungen (doppelter Platzbedarf für Kabelstränge durch Anschluss an ein Offshore-Netzanbindungssystem und ein grenzüberschreitendes Seekabelsystem) kann eine Positionierung am Rand der Fläche unter Umständen von Vorteil sein. In diesem Fall (Nutzung von 132 kV) können eventuell mehr WEA an ein Kabel der parkinternen Verkabelung angeschlossen werden als bei 66 kV, sodass die Plattform am Rande der Fläche besser realisiert werden könnte. Eine Positionierung am Rand kann zum Beispiel auch dann sinnvoll sein, wenn der Konverter von einem weiteren Windpark genutzt wird. Eine Positionierung am Rand und zum anderen Windpark hin gerichtet beansprucht weniger Fläche im Windpark durch fremde Kabel (inkl. Verlegung und Wartung), erhöht die Planungsflexibilität erhöht und reduziert Konflikte.

Abgesehen davon sehen wir keinen deutlichen Vorteil durch einen Flächengewinn. Vor allem bei immer größeren WEA-Modellen reduziert sich der Vorteil einer Randposition aufgrund der steigenden Abstände zwischen den Anlagen. Dem etwaigen Flächengewinn und damit einhergehendem höheren Ertrag ist ein zu erwartender höherer Kostenaufwand bei der parkinternen Verkabelung gegenüberzustellen.

Frage 4

Sind aus Ihrer Sicht mittlerweile neue Gründe – wie etwa die Umstellung von 66 kV auf 132 kV bei der parkinternen Verkabelung – erkennbar, die gegenüber der Festlegung im FEP 2023 nunmehr für die generelle Positionierung von Konverterplattformen am Rand der anzubindenden Flächen sprechen?

Auch unter Berücksichtigung der vom BSH neu vorgebrachten Argumente kommen wir in der Abwägung zu dem Schluss, dass am Planungsgrundsatz des FEP 2023 festgehalten werden sollte. Auch bei Nutzung von 132 kV bei der parkinternen Verkabelung ist eine mittige Position der Konverterplattform die im Grundsatz vorzugswürdige Option (siehe die Antwort zu Frage 3).

Frage 5

Wie bewerten Sie die Einschränkungen für die Nutzung der Fläche durch die von Bebauung freizuhaltenden Bereiche für die Flugkorridore des Hubschrauberlandeplatzes im Hinblick auf den Standort der Konverterplattform mittig bzw. am Rand einer Fläche?

Die OWEA werden immer größer. Das Fraunhofer-IWES hat in der [Flächenpotenzialanalyse](#) des BWO letztes Jahr vorgerechnet, dass bereits ab dem Jahr 2027 Rotordurchmesser 240 m überschreiten. Dadurch erhöht sich auch der erforderliche Abstand zwischen den einzelnen Anlagen.

Aufgrund der Tatsache, dass bei immer größer werdenden Turbinen auch die Abstände zwischen den Turbinen zunehmen und damit mögliche Flugkorridore einfacher einzurichten sind, kann abgeleitet werden, dass die Einschränkung durch einen Flugkorridor kleiner wird. Im Randbereich hingegen besteht das Risiko, dass durch benachbarte Flächen bzw. andere angrenzende Nutzungen nicht die gesamte Fläche ausgenutzt werden kann (Randbereich nicht bebaubar).

Dies muss man mit dem Einfluss auf die parkinterne Verkabelung abwägen (diese Abwägung wurde bereits für FEP 2023 konsultiert).

Daher halten wir die mittige Positionierung der Konverterplattform auch unter Berücksichtigung der Flugkorridore für den besten Ansatz.

Frage 6

Gibt es über die hier genannten Voraussetzungen weitere Einrichtungen, die auf Plattformen für Verbindungen mit anderen Plattformen vorgehalten werden müssen?

Hier möchten wir schlaglichtartig einige Anregungen geben:

- Für die Verbindungen zwischen Plattform sollte die Option offenbleiben, auch Drehstromverbindungen von 155 KV zu nutzen. Denn die Verfügbarkeit und Betriebssicherheit eines zukünftigen DC-Multiterminalnetzes kann nicht als gesichert angesehen werden.
- Weiterhin ist auch zusätzlich zu einem möglicherweise funktionierenden DC-Multiterminalnetz eine drehstromseitige Verbindung von HGÜ-Kopfstationen technisch/volkswirtschaftlich und im Sinne der Redundanz sinnvoll.
- Im Rahmen der Planung für Verbindungen der Konverter untereinander sollte vorgesehen werden, dass die angeschlossenen OWP jeweils eine zweite, redundante Glasfaserverbindung über den jeweils entfernten Konverter und dessen Netzanschlusssystem anmieten können. Dies dient der Schaffung von Redundanz im Falle einer Störung der Glasfasern im primären Netzanschluss (bspw. Zerstörung der Leitungen durch Anker).
- Zudem gibt der Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045 (Version 2023, Zweiter Entwurf der ÜNB) in Kapitel 6.3 einen Eindruck von weiteren Entwicklungsschritten bei der HGÜ-Entwicklung und deren möglichen Einsatz nach 2035. Diese Entwicklungen müssen bei zukünftigen Fortschreibungen des FEP in den Technikgrundsätzen berücksichtigt werden.

Frage 7

Bei der räumlichen Planung von Flächen und Konverterplattformen wird die maximale Kabellänge der parkinternen Verkabelung berücksichtigt. In bestehenden OWPs beträgt die maximale Kabellänge zwischen Konverterplattform und WEA oft etwa 20 km. Die Spannungsebene der parkinternen Verkabelung dieser OWPs liegt bei unter 132 kV. Welche maximale Distanz halten sie bei zukünftigen Planungen mit 132 kV für realistisch?

Die Nennung einer maximalen Distanz ist nicht möglich, da dies von einer **Vielzahl von technischen Randbedingungen abhängt**. Offenkundig ist, dass mit der 132 kV-Technologie Stranglängen von über 20 km möglich werden.

Dabei gilt es verschiedene Faktoren zu bedenken: Neben technischen Randbedingungen sollten auch wirtschaftliche, genehmigungsrechtliche als auch umweltschutzbezogene Bedingungen bedacht werden.

Wir schlagen vor, dass das BSH zu diesen Fragen zeitnah eine technische Arbeitsgruppe mit Vertretern der relevanten Stakeholder etabliert, um Handlungsempfehlungen zum Einsatz von 132-kV-Kabeln für die Fortschreibung des FEP zu erstellen.

Allerdings gilt zu bedenken, dass weiterhin das wirtschaftliche Gesamtoptimum zwischen der Länge der parkinternen Verkabelung und der Länge der Exporttrassen unter Betrachtung von Kosten und Verlusten grob gesagt im Flächenschwerpunkt (und von dort etwas weiter in Richtung Export-Trassenverlauf) liegt.

Auch ist – da 132 kV Kabel noch nicht Marktstandard sind – nicht absehbar, welche typgeprüften Kabelquerschnitte anfangs marktverfügbar sein werden. Diese Querschnitte wiederum begrenzen die maximale Anzahl Turbinen pro Strang, und beeinflussen damit ihre wirtschaftlich sinnvolle Länge.

Im **Interesse der Planungs- und Investitionssicherheit** weisen wir an dieser Stelle darauf hin, dass gemäß der bisher gültigen Version des Flächenentwicklungsplans 2023 die Einführung von 132 kV als Standard-Übertragungsspannung ab Inbetriebnahmejahr 2032 für die Verbindung von Windenergieanlagen mit der Konverterplattform festgelegt wurde. Diese Passage ist im jetzigen Vorentwurf nicht mehr enthalten. Vor 2032 galt 66 kV als Standard für das Direktanbindungskonzept. Wir plädieren dafür, dass die Einführung von 132 kV ab dem Jahr 2032 nach wie vor so Gültigkeit behält, wie es im FEP 2023 vorgesehen war.

Bei entsprechender Verfügbarkeit ist die Spannungsebene von 132 kV ab dem Jahr 2032 aus vielfältigen Gründen zu bevorzugen. Die Entwicklungen des letzten Jahres haben die Liefersicherheit der 132 kV Technologie jedoch reduziert. Daher sollte eine Option geprüft werden, die den Projektbeteiligten die Nutzung der 66 kV Technologie für Offshore-Projekte auch nach dem Jahr 2032 erlaubt, um die Verfügbarkeit der Technologie zu berücksichtigen. Mit der Option wird die Resilienz des Offshore-Ausbaus erheblich erhöht.

Frage 8

Gibt es über die hier genannten Voraussetzungen weitere Voraussetzungen, die grenzüberschreitende Seekabelsysteme zum Anschluss auf Plattformen erfüllen müssen?

Derzeit sind uns keine weiteren Voraussetzungen bekannt.

Frage 9

Der Planungsgrundsatz 6.10.3 regelt, dass zwischen Anlagen und Seekabelsystemen Abstand von 500 m einzuhalten ist. Sollte die Vorgabe dahingehend geändert werden, dass im Einzelfall von dieser Regelung abgewichen werden kann oder sind die festgelegten 500 m zwingend erforderlich?

Der BWO ist der Auffassung, dass es sich bei dem vorgeschlagenen Abstand von 500 m grundsätzlich um einen sinnvollen Wert handelt. Die Vorgabe sollte aber dahingehend geändert werden, dass Abweichungen grundsätzlich möglich sein sollten, um eine optimale Nutzung der Fläche sicherzustellen. Dies setzt allerdings voraus, dass Haftungsfragen im Rahmen einer Vereinbarung zwischen den Parteien geklärt werden.

Zudem sollten die Mindestabstände weniger pauschal festgelegt werden. Der Mindestabstand zwischen Errichterschiffen und OWEA ist anders zu bewerten als der Mindestabstand zwischen Errichterschiffen und Seekabeln. So sind bei Seekabeln Fragen der strukturellen Integrität nicht relevant.

In diesem Zusammenhang regen wir eine Klarstellung an, welche Sicherheitsabstände von den Errichterschiffen bei der temporären Positionierung einzuhalten sind. Nach unserem bisherigen Verständnis können sich Errichterschiffe auch näher als 500 m zu den Seekabeln positionieren.

Frage 10

Halten Sie eine Ergänzung des Planungsgrundsatzes mit der Vorgabe von Abständen zur Mittellinie zwischen OWP für hilfreich, etwa um die Risiken im Hinblick auf mit der Abstimmung zwischen den Trägern von Nachbarvorhaben verbundenen Verzögerungen zu reduzieren?

Im Grundsatz unterstützen wir die vorgeschlagene Ergänzung des Planungsgrundsatzes. Die vorgeschlagene Ergänzung mit Bezug zur Mittellinie ist zweckmäßig. Dabei unterstützen wir Variante 1, da bei Variante 2 unnötig Flächenpotenzial vergeben wird, und da sie dem zuerst entwickelten OWP zunächst eine nicht übermäßige Erhöhung des Abstands zur Mittellinie auferlegt. Der gewählte Ansatz in Variante 2 mit dem 2,75fachen Rotordurchmesser erscheint uns jedenfalls zu hoch.

Frage 11

Überwiegen aus Ihrer Sicht die Vorteile in Bezug auf das Verfahren bzw. die ggf. bessere Gleichbehandlung bei einem sequenziellen Ausbau die Nachteile, die sich durch etwaige größere Abstände zwischen Anlagenstandorten ergeben können?

Unserer ersten Einschätzung nach überwiegen die Vorteile des Vorgehens, da insbesondere die negativen Konsequenzen für die zweite Fläche reduziert werden. Der „Mittellinien-Ansatz“

lässt sich gut definieren und operativ umsetzen. Die aus dem Vorschlag resultierenden Vorteile überwiegen - ebenfalls nach einer ersten Einschätzung – auch den zu erwartenden Ertragsverlust.

Frage 12

Haben Sie Vorschläge zur Anpassung oder Konkretisierung der skizzierten Varianten oder alternative Vorschläge zur Operationalisierung des 5D-Abstands von Anlagenstandorten benachbarter OWP?

Zu diesem Zeitpunkt bitten wir lediglich darum, dass die Mittellinien vom BSH vorgegeben werden (beispielsweise in Form eines downloadbaren Dokuments), damit allen die gleiche Planungsbasis zur Verfügung steht und die Verortung der Mittellinie nicht dem Ermessen eines jeden einzelnen Entwicklers überlassen wird.

Frage 13

Sollte die Vorgabe einer Überdeckung von mindestens 1,5 m in der AWZ der Nordsee analog zu den parkinternen Seekabelsystemen auch für ONAS nur noch außerhalb von Gebieten gelten? Die einzuhaltende Überdeckung innerhalb von festgelegten Gebieten würde sich in diesem Fall nach der Einhaltung des Planungsgrundsatzes 6.1.7 Sedimenterwärmung bestimmen.

Wir stimmen zu, dass die Verlegetiefe von 1,5 m nur außerhalb der festgelegten Gebiete gelten sollte. Wir stimmen ebenso der Festlegung zu, dass innerhalb festgelegter Gebiete die Verlegetiefe gemäß der Einhaltung des Planungsgrundsatzes 6.1.7 Sedimenterwärmung festgelegt sollte.

Im Übrigen wiederholen wir unsere Position im Rahmen der Konsultation des letzten FEP, dass die Nutzung von Schleppnetzen innerhalb festgelegter Gebiete (in OWPs) wegen ihres Risikos für Fauna und OWEA – auch zu Forschungszwecken – nur sehr restriktiv möglich sein sollte. Die Schleppnetzfischerei zu gewerblichen Zwecken sollte in OWP weiterhin vollständig ausgeschlossen sein.

Frage 14

Welche spezifische Länge der parkinternen Verkabelung (in km/MW) halten Sie bei einer Umsetzung der angehobenen Spannungsebene von 132 kV für realistisch?

Der BWO kann aktuell keine Antwort zu dieser Frage geben.

3 Grundsätzliche Kommentare und Ergänzungsvorschläge

Im Kapitel 3 möchten wir über die Beantwortung der gestellten Konsultationsfragen hinaus weitere grundsätzliche Hinweise zu den Festlegungen des FEP-2023 bzw. dessen Begründungen geben. Wir orientieren uns auch hier an den jeweiligen Unterkapiteln.

Grundsätzlich wird derzeit nicht deutlich, für welche Flächen der jetzt vorgelegte FEP-Vorentwurf Festlegungen trifft. Die Übersichtstabelle legt die Vermutung nahe, dass die Festlegungen nur die Flächen ab N-9.4 bzw. das Inbetriebnahmejahr 2032 betreffen (siehe nachfolgendes Kapitel 3.1).

3.1 Ad 5 Technikgrundsätze

Anregung zu: 5.2 Zusätzlicher Technikgrundsatz: Vorhaltung eines Raums für SCADA- und Kommunikationssysteme

Jeder OWP benötigt für einen sicheren Betrieb der Windenergieanlagen ein SCADA-System. Dieses System dient der Überwachung und Steuerung eines OWP. Eine Voraussetzung für den einwandfreien Betrieb des SCADA-Systems, der weiteren Kommunikation mit dem OWP sowie für die Umsetzung der FEP-Maßgabe der Einrichtung eines Mobilfunknetzes (vgl. Vorentwurf zum FEP 2024, Kap. 6.9) ist eine zuverlässige Datenverbindung zwischen allen OWEA. Diese erfolgt gewöhnlich über die parkinterne Verkabelung.

Die ideale Schnittstelle zum (SCADA-) / Kommunikationssystem ist der Punkt im OWP, wo alle Kabel zusammengeführt werden. Das war bislang die Umspannplattform. Mit der Einführung des Direktanbindungskonzeptes ist dieser Punkt nun die Konverterplattform. Die Einführung des Direktanbindungskonzeptes macht es notwendig, ein betriebssicheres und wirtschaftliches Konzept für die Realisierung des (SCADA-) / Kommunikationssystems neu zu entwickeln.

Bisherige Entwicklungsstudien zeigen, dass der vorzuhaltende Raum für das (SCADA-) / Kommunikationssystem auf Konverterplattformen unverzichtbar ist. Ansonsten müsste das SCADA-System dezentral über jede OWEA einzeln oder selbst auf einer eigens zu errichtenden Plattform vorgehalten werden.

Alle alternativen Einrichtungsoptionen für das (SCADA-) / Kommunikationssystem sind technisch und wirtschaftlich nachteilig. Im aktuell konsultierten Vorentwurf zur Fortschreibung des FEP und im bestehenden FEP 2023 ist bislang keine Definition der genauen Kommunikationsschnittstelle zwischen ÜNB und den OWP-Vorhabensträgern vorhanden. Die führt zu Rechtsunsicherheiten, sowohl auf Seiten der OWP-Entwickler als auch auf Seiten der ÜNB. Hieran knüpfen sich u.a. Haftungsfragen und Fragen zur genauen Ausgestaltung an, für den Fall einer möglichen Bereitstellung eines entsprechenden Raumen für das (SCADA-) / Kommunikationssystem auf der Konverterplattform.

Wir bitten daher dringend darum, dass ein zusätzlicher Technikgrundsatz geschaffen wird, der für alle Beteiligten Planungssicherheit schafft. Dieser Technikgrundsatz sollte folgende Aspekte abdecken:

- Bauraum
- Energieversorgung
- Klimatisierung
- Mitbenutzung der standortspezifische technische Außeneinrichtungen auf der Plattform, z.B. Radar- und Funktechnik (z.B. des Antennenmastes und der Radartechnik)

- Mitbenutzung der technischen Signalübertragungswege an Land (u.a. LWL-Fasern)
- Zugänglichkeit für geplante und ungeplante Wartungsaktivitäten
- Definition der technischen und eigentumsrechtlichen Schnittstellen

Zu 5.9 Direktanbindungskonzept

Im bestehenden FEP 2023 gibt eine klare zeitliche Zuordnung in Bezug auf die geplante Spannungsebene: 66 kV bei Inbetriebnahme bis einschließlich 2031, 132 kV ab 2032. Diese wurde im vorliegenden Entwurf entfernt und es wird nur noch 132 kV festgelegt – was aus unserer Sicht nur Sinn macht, wenn die Festlegungen im kommenden FEP nur für die Flächen ab der kommenden Auktion in 2024 (N-9.x) gültig sind. Eine Klarstellung des Gültigkeitsbereiches fehlt. Sofern unsere Interpretation korrekt sein sollte, möchten wir unsere Bedenken in Bezug auf die Verfügbarkeit von entsprechender 132 kV-Technologie zur Inbetriebnahme im Jahr 2029 deutlich zum Ausdruck bringen.

Eine Option zur weiteren Nutzung der 66 kV Technologie – auch nach dem Jahr 2032 – kann daher sinnvoll sein im Sinne einer höheren Verfügbarkeit und damit Resilienz des Offshore Ausbaus.

Weitere Anregung zu: 5.9 Zusammenarbeit zwischen ÜNB und OWP Vorhabensträger

Wir regen an, ein **Moderationsforum** einzurichten, das bei Abstimmungsschwierigkeiten zwischen ÜNB und dem OWP-Vorhabensträger als Mediator angerufen werden kann. Hintergrund dieser Anregung ist, dass nach aktuellem Stand keine konkreten Anforderungen zur Gestaltung der **technischen Schnittstelle** festgelegt sind und gleichzeitig auf Seiten des ÜNB die Auswirkungen von Entscheidung im Design-Prozess auf das OWP Vorhaben nicht unbedingt absehbar sind bzw. kein natürlicher Anreiz für den ÜNB besteht, Bedarfe und/oder Anforderungen des OWP Vorhabensträgers zu berücksichtigen, auch wenn diese im Zweifelsfall in der Gesamtsystembetrachtung OWP-ONAS als vorteilhaft anzusehen sind.

Hier spielt der Aspekt der Mitnutzung der Plattform eine wesentliche Rolle, sowohl in der Installationsphase als auch während des Betriebes.

Ein alternativer Vorschlag zur Vermeidung von Unklarheiten in Bezug auf die technische Schnittstelle ist Abstimmung von wenigen, allgemeinen Anforderungen nach Konsultation von OWP Vorhabensträgern, die durch die ÜNB zu berücksichtigen sind.

Zur beschleunigten Planung auf Seite der OWP-Vorhabensträger wird außerdem empfohlen, die ÜNB zu verpflichten, folgende Informationen frühzeitig an einen OWP Vorhabensträger zu übergeben, spätestens mit Zuweisung einer Fläche:

- Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP Vorhabensträger (Direktanschluss an gasisierte Schaltanlage oder Steckverbindung)
- Lage und Ausdehnung der zu den Konverterplattformen führenden Flugkorridore
- Schnittstellen für den Betrieb des OWP (Daten, Kontroll- und Messsysteme).

3.2 Ad 6 Planungsgrundsätze

Grundsätzlich: Berücksichtigung der Belange des Arbeitsschutzes und der Rettung

Die Fläche N-14 befindet sich in über 200 km Entfernung zur Küste. Dadurch ergeben sich einige lösbare logistische Herausforderungen. Vor allem die Gewährleistung der unverzüglichen Rettung erfordert ein grundsätzliches Umdenken bei der Rettungsinfrastruktur.

Der BWO hat in der „[Vision Offshore Rettung 2030+](#)“ die zukünftige Ausgestaltung der Rettungsinfrastruktur dargestellt. So ist ab einer Küstenentfernung von mehr als 180 km die Errichtung eines dezidierten Offshore Rettungsstandortes erforderlich.

Um einen solchen Standort zu realisieren, ist eine Vorlaufzeit von bis zu 8,5 Jahren erforderlich. Die Fläche N-14.1 soll bereits 2033 in Betrieb gehen. Der Konstruktionsbeginn wäre demnach im Jahr 2031. Es würden daher lediglich 8 Jahre verbleiben, um eine Rettungslösung für diese Fläche zu realisieren.

Die Mitglieder des BWO sind sich einig, dass ein dezidierte Offshore Rettungsstandort geschaffen werden muss. Die Betreiber und Entwickler von OWP haben sich ebenfalls bereit erklärt, einen solchen Standort zu finanzieren. Es bedarf jedoch ausreichend Zeit, um diesen Offshore-Rettungsstandort zu organisieren. Zudem ist die Zuständigkeit für die Rettung in der AWZ zwischen Bund und Länder nach wie vor ungeklärt.

Wir bitten das BSH, die Belange der Rettung bei der Flächenplanung mitzudenken.

Zu 6.1.3 Emissionsminderung

Die Anforderung, „*dass im Schadensfall sichergestellt ist, dass der Träger des Vorhabens jederzeit unmittelbar eingreifen kann*“ ist hinsichtlich der Bedeutung unklar. WEA sind nicht permanent mit Personal besetzt. Auch kann Personal in aller Regel nicht „kurzfristig“ auf diese versetzt werden (Anfahrtswege, Wetter, Gefahrenlage). Die Forderung nach der Sicherstellung der Möglichkeit des jederzeitigen und unmittelbaren Eingreifens sollte gestrichen oder präzisiert werden, da sie nicht sachgerecht ist.

Zu 6.1.5 Minimierung von Kolk- und Kabelschutzmaßnahmen

Der Einsatz von Kabelschutzsystemen, die Kunststoff enthalten, ist regelmäßig unverzichtbar, da es aktuell keine Kabelschutzsysteme gibt, die nicht zu relevanten Teilen aus hochspezialisierten Kunststoffen bestehen. Dies gilt unter anderem für die Bereiche auf/in Kolkschutzsystemen, Kreuzungsbauwerken sowie Jacket- und Monopile-Einführungen. Dies sollte bei der Anwendung von Satz 2 in Abschnitt (c) berücksichtigt werden.

Zu 6.1.6 Vogelkollisionsmonitoring

Wir begrüßen die Festlegung in diesem Planungsgrundsatz, dass die Methoden des Monitorings dazu geeignet sein müssen, „*das standortspezifische Kollisionsrisiko in Relation zur standortbezogenen Zugintensität zu interpretieren und hinsichtlich der Auswirkungen von Wetterbedingungen und Betriebszustand der WEA in Beziehung zu setzen bzw. auszuwerten.*“ Entscheidend ist hier, dass es hier aus unserer Sicht noch keinen etablierten Stand der Technik gibt. Zur Begründung verweisen wir auf unser Schreiben an das BSH vom 13.06.2023. Bei der jeweiligen Konfiguration des Kollisionsmonitorings ist es daher richtig, die formulierten Anforderungen unter den Vorbehalt des Stands der Technik zu stellen.

Zu 6.1.7 Sedimenterwärmung

Wir unterstützen das Ziel, bei der Verlegung von Seekabelsystemen potenzielle Beeinträchtigungen der Meeresumwelt durch eine kabelinduzierte Sedimenterwärmung weitestgehend zu reduzieren. Die vorübergehende Zulässigkeit der Überschreitung des 2K-Kriteriums auf einer kumulierten Gesamtlänge von 1 km je Netzanschlussystem (ONAS) oder Vorhaben ist grundsätzlich als sachgerecht zu begrüßen.

Allerdings tritt eine stärkere Erwärmung der Kabel insbesondere an denjenigen Abschnitten der Array Strings auf, welche die direkte Verbindung zur Offshore Plattform darstellen (PCC=Plattform Connection Cables), da sich hier die lastbedingten Ströme aggregieren. Gerade diese Kabel sind allerdings Windfarm-Layout bedingt fast immer länger als 1 km, eher 2-5 km, in einigen Fällen bis zu 20 km. Dieser Sachverhalt sollte bei der Festlegung Berücksichtigung finden, indem die Limitierung auf längere Abschnitte [im Einzelfall ggf.](#) zu erweitern ist.

Die Festlegung auf den festen Wert von 1 km ist jedoch nicht empirisch gedeckt und trägt der absoluten Länge im jeweiligen ONAS oder Vorhaben nicht Rechnung. Aktuelle OWP mit etwa 1 GW Anschlussleistung auf rund 60-70 km² Fläche installieren etwa 100 km Innerparkverkabelung (IPV). Hier entspricht 1 km einem Prozent der installierten Kabellänge. Bei einer 2 GW Fläche ist von einer entsprechend größeren Gesamtlänge der IPV auszugehen. 1 km würde dann nur noch etwa 0,5 Prozent entsprechen. Analoges gilt je nach Küstenentfernung für das zugehörige ONAS, und erst recht für sehr lange grenzüberschreitende Systeme. Eine Festlegung mittels eines Prozentsatzes erscheint daher sachgerechter.

Darüber hinaus wird nunmehr die Anwendbarkeit auf „parkinterne Seekabel“ klargestellt. Dies sollte auch auf „sonstige Energiegewinnungsbereiche“ und die entsprechenden Vorhaben erweitert werden, da sich hier zum Einsatz kommende Kabel und die von ihnen verursachte Erwärmung nicht unterscheiden werden.

Zu 6.3 (b) – Flugkorridore, gebietsweite und gebietsübergreifende Abstimmung

Die Gebiete und Flächen werden in der Zukunft stets größer. Dabei werden die Flugkorridore erwartbar die Flächengrenzen der Nachbarflächen gar nicht mehr überlappen. Aus unserer Sicht ist daher eine Abstimmung zu Flugkorridoren mit Nachbarflächen, vor allem jedoch mit Nachbargebieten nicht mehr erforderlich.

Dazu geben wir zu bedenken, dass eine Abstimmung nur zwischen bereits bezuschlagten Bietern und den jeweils zuständigen ÜNB als Plattformbetreibern erfolgen kann. Aufgrund der zeitlich unterschiedlichen Vergaben der Flächen wird es einem bezuschlagten Bieter i.d.R. nicht möglich sein, sich mit den noch gar nicht auktionierten Nachbarn abzustimmen. Der jeweilige ÜNB in einer noch nicht auktionierten Nachbarfläche wiederum wird ohne „seinen“ noch zu bestimmenden OWP-Entwickler nicht sprachfähig hinsichtlich der finalen Korridorlage dieser späteren Fläche sein. Die zeitliche Koordination der im FEP-Vorentwurf geforderten Abstimmung wird nicht immer möglich sein.

Zweckmäßiger erscheint eine Formulierung, die, sofern eine Überlappung besteht, eine Abstimmung der plattformspezifischen Korridore mit den Nachbarflächenerforderlich vorsieht.

Die Klarstellung, dass die Hubschrauberkorridore des niederländischen Hubschrauberstreckennetzes die Höhe der OWEA nicht beschränken, wird begrüßt. Eine mögliche Anhebung der Mindesthöhen der Hubschrauberrouen im Bereich zukünftiger OWPs in der AWZ wäre aus Sicht der OWP-Vorhabensträger vorteilhaft. Insbesondere im Hinblick auf die projizierten Abmessungen (Höhen) zukünftiger WEA, wobei im Kontext der Planung leistungsstärkerer und höherer WEA grundsätzlich geringere Umwelteinwirkungen durch eine geringere Anzahl an

Lokationen zu erwarten ist. Eine allgemeingültige Klärung und Festlegung der maximal zulässigen Gesamthöhe von OWEA pro Fläche wäre begrüßenswert.

Zu 6.5 Beseitigung von Einrichtungen

Die aktuelle Fassung des WindSeeG sieht vor, dass ein OWP innerhalb von zwölf Monaten zurückzubauen ist (§ 80 Abs.2 WindSeeG 2023). Diese Regelung wurde nun auch in den Vorentwurf des Flächenentwicklungsplans übernommen.

Bei der Festlegung einer Rückbaufrist kann prinzipiell davon ausgegangen werden, dass der erforderliche Zeitraum vergleichbar mit dem Aufbau des OWP ist. Die wesentlichen Zeitfenster werden durch die Schwerlasthebevorgänge und die nötigen Wetterfenster vorgegeben. Bei gleichbleibenden Wetterbedingungen ist der Zeitraum März bis September als ideale Rückbauzeit anzunehmen. Einen Rückbau in der Zeit zwischen Oktober und Februar betrachten wir unter Beachtung der aktuellen Bedingungen weder als sicher noch als wirtschaftlich sinnvoll.

Des Weiteren ist die rechtzeitige Verfügbarkeit der o.g. Schwerlastinfrastruktur aufgrund des Mangels an Stelzenschiffen für Betreiber nur schwierig realisierbar.

Generell sollte daher aus Sicht des BWO der Rückbau über einen Zeitraum von 2 Jahren durchgeführt werden können. Die bislang vorgeschlagene Frist von 12 Monaten reicht nicht für einen vollständigen Rückbau aus.

Kapitel 6.5 legt den Grad des Rückbaus für Gründungsstrukturen fest. Aus unserer Sicht ist die bisherige Sprachregelung in diesem Kapitel zu offen formuliert. Diese offene Formulierung verursacht Unsicherheiten für OWP-Entwickler. Wenngleich keine Pauschale Rückbautiefe im FEP festzulegen ist, weil diese für jede Fläche einzeln ermittelt werden muss, bitten wir darum, dass diese Festlegung so früh wie möglich erfolgt, zum Beispiel bei der Eignungsprüfung der Fläche.

Dazu bitten wir die Formulierung „Stand der Wissenschaft und Technik“ mit der Formulierung „Stand der Technik“ zu ersetzen.

Zu 6.6 Ermittlung und Berücksichtigung von Objekten

Der Planungsgrundsatz fordert, eine Ermittlung eventuell vorhandener Kabel, Leitungen, Wracks, Kulturgüter und Sachgüter [...] auf **„der Fläche, der Trasse, dem Plattformstandort oder dem sonstigen Energiegewinnungsbereich.“** Der Begriff „Fläche“ sollte konkreter und enger gefasst werden. Ansonsten kann man den Begriff „Fläche“ so auslegen, als ob die gesamte Fläche auf Objekte untersucht werden müsste, und im Weiteren, dass (potenzielle) Kampfmittel auf der gesamten Fläche zu behandeln wären.

Das wäre im Ergebnis nicht sach- und verursachergerecht. Eine sachgerechte Formulierung sollte klarstellen, dass lediglich die WEA-Standorte und Trassen der Innerparkverkabelung, sowie ggf. weitere durch den Entwickler der Fläche für relevant erachtete Bereiche (etwa für eine Betriebsplattform, ausgewiesene Ankerzonen, Jackup-Zonen und andere für Bau oder Betrieb relevante Flächen) zu untersuchen und entsprechende Funde zu berücksichtigen sind.

Zu 6.9 (a) bzgl. Standorten von Funkanlagen „am Rand der Fläche“

Die Forderung der Installation von Funkanlagen am Rand einer Fläche oder eines Energiegewinnungsbereiches sollte gestrichen werden. Es ist aus unserer Sicht möglich, durch Installation einer Antenne auf ein bis zwei OWEA in der Mitte des OWP einen genügend großen Radius abzudecken. Die Anforderung die Funkanlagen am Rand der Fläche zu installieren, geht daher über die technische Erforderlichkeit hinaus und sollte angepasst werden.

Zu 6.9 - Kommunikation und Überwachung; (b) Mobilfunknetz

Der Planungsgrundsatz 6.9 (vormals 6.1.14; unverändert übernommen) Kommunikation und Überwachung (b) haben OWP-Vorhabensträger innerhalb einer Fläche und deren unmittelbaren Umkreis dafür Sorge zu tragen, dass ein dem Stand der Technik entsprechendes Mobilfunknetz betrieben wird.

Der Planungsgrundsatz wurde ohne Konsultationsmöglichkeit in den FEP 2023 aufgenommen. Eine gleichlautende Anforderung war in den vorherigen Versionen des FEP nicht enthalten. Daher möchten wir an dieser Stelle die Möglichkeit ergreifen, dazu Stellung zu beziehen:

Die Forderung nach einem Mobilfunknetz, um grundsätzlich die Sicherheit innerhalb und rundum der OWPs zu erhöhen, ist nachvollziehbar. Hinsichtlich der Implementation wäre es allerdings zielführender, wenn diese durch den Betreiber der Offshore Konverter-Plattformen (ÜNB) erfolgen würde.

Argumente für die Einrichtung der Mobilfunktechnik auf dem Konverter wären:

1. Die geografisch zumeist im Zentrum der OWP gelegenen Plattformen bieten eine ausreichende Höhe für die Installation entsprechender Antennensysteme ohne störende Abschattung (Signal Dämpfung) durch Stahltürme oder rotierende Rotorblätter.
2. Ein auf der Plattform installiertes Mobilfunknetz könnte vollkommen unabhängig von dem eigentlichen Windpark betrieben werden. Dies hat folgende Vorteile:
 - a. Der Mobilfunkservice kann schon sehr früh im Projektverlauf – also nach der Inbetriebnahme der Plattform von allen anderen Projektbeteiligten genutzt werden, was die grundsätzliche Sicherheit während der kritischen Errichtungsphase der OWP erhöht.
 - b. Die Resilienz des Mobilfunksystems wird verbessert, da dieses auch bei abgeschalteten OWEA aktiv bleibt. Selbst wenn kein ONAS vorhanden ist, kann das Mobilfunksystem Notfalls mit den auf Konvertern ohnehin vorhandenen Notstrom-Generatoren betrieben werden.
3. Windparkbetreibern wurde bislang stets durch die ÜNB untersagt, die benötigte Mobilfunk Infrastruktur (Schaltschränke und Antennen) auf der Plattform zu installieren – entsprechend muss die notwendige Infrastruktur des Mobilfunknetzes auf den Windturbinen verteilt werden, was zu einer komplexen Dezentralisierung führt.

Da es in der Nordsee weniger Plattformbetreiber als Windparkbetreiber gibt, können die Plattformbetreiber Mobilfunknetze zu deutlich niedrigeren Gesamtkosten zur Verfügung stellen. Zudem wäre eine Harmonisierung der Mobilfunknetze innerhalb der Nordsee ein positives Nebenprodukt.

Zu 6.10.1 Berücksichtigung aller bestehenden, genehmigten und festgelegten Nutzungen

OWPs gehören zur kritischen Infrastruktur. Dabei ist der Schutz von Offshore Strukturen in der AWZ mit Herausforderungen verbunden. Die räumliche Ausdehnung als auch die Navigationsfreiheit in der AWZ erschweren den Schutz von OWP.

Die Praxis hat gezeigt, dass Fischereifahrzeuge bereits heute regelmäßig OWP durchfahren. Dabei wird das AIS-System lediglich zeitweilig ausgeschaltet. Da der FEP nun im Kapitel 6.10.1 (c) vorsieht, dass das Durchfahren von OWPs für Fischereifahrzeuge erlaubt ist, bitten wir darum, die Bedingungen einer Durchfahrt wie folgt zu spezifizieren:

- „Um die Verkehrsbeobachtung / Verkehrsüberwachung in den Sicherheitszonen der OWPs zu gewährleisten ist das Abschalten von AIS-Geräten in den OWP zu unterlassen.“
- „Bei der Durchfahrt eines OWP sollen Fischereifahrzeuge den kürzesten Weg nehmen und sich nicht länger als notwendig in der Sicherheitszone des OWP aufhalten.“
- „Sollte es zu wiederholten, nachweisbaren Missachtungen dieser Sicherheitsvorkehrungen kommen, hat der Träger des Vorhabens die Möglichkeit das BSH um eine Sperrung der Sicherheitszone für die Fischerei zu bitten“.

Durch diese Maßnahmen soll der Risikofaktor hinsichtlich Sabotage, Unfällen oder Schäden von OWP reduziert werden.

Auch in den Buchstaben (e) und (f) der Festlegung 6.10.1. sind Ergänzungen erforderlich. Hier werden Festlegungen getroffen, die in bestimmten Flächen eine Mehrfachnutzung mit der Forschung vorschreiben. Da nicht klar ist, um welche Strecke es sich handelt, wenn von einem „halbstündigen Hol“ die Rede ist, sollten hier konkrete Angaben zu Strecken gemacht werden. Eine Strecke von zwei Kilometer scheint einplanbar, eine längere Strecke ist abzulehnen.

Zu 6.13.4 Kreuzungsfreiheit von im FEP festgelegten Leitungen

Die Festlegung hinsichtlich der Kreuzungen in Punkt (d) sollte ergänzt werden. „Kreuzungen zwischen im FEP festgelegten Leitungen sind bauwerksfrei auszuführen, **sofern die lokalen geologischen Verhältnisse dies zulassen**“. Hintergrund: Im Vorfeld kann nicht ausgeschlossen werden, dass in den Kreuzungsbereichen die Bodenverhältnisse eine entsprechend tiefe Verlegung des jeweils unteren Kabels unverhältnismäßig erschweren oder gar verhindern.

Darüber hinaus sollte man bedenken, dass bei einer angestrebten Überdeckung des oberen Kabels von 2 m und einer Separierung der Kabel in ähnlicher Größenordnung das untere Kabel rd. 4 m tief eingespült werden müsste.

3.3 Ad 8 Sonstige Energiegewinnungsbereiche

Im vorliegenden Vorentwurf werden **keine neuen Festlegungen für sonstige Energiegewinnungsbereiche** getroffen. Da sonstige Energiegewinnungsgebiete auf See eine wichtige Säule für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und die Dekarbonisierung von Wirtschaftsprozessen ist, sprechen wir uns ausdrücklich für die baldige Festlegung und Ausschreibung weiterer Flächen für die Erzeugung von Wasserstoff auf See aus.

Der derzeitige Planungshorizont des FEP bis mindestens ins Jahr 2037 ist allerdings ausgesprochen lang und verhindert so, dass die Chancen dieser neuen Technologie entsprechend berücksichtigt werden können. Zukünftige Entwicklungen können nicht sicher schon heute berücksichtigt und antizipiert werden. Aus diesem Grund führen vergleichbare Planungsdokumente - wie beispielsweise der Netzentwicklungsplan - Szenarien zur Entwicklung der zu treffenden Annahmen an, um im Zeitverlauf möglichst flexibel reagieren zu können.

Im Interesse der **Planungssicherheit für die Investoren** in diese neue Technologie sollten spätestens mit dem nächsten FEP weitere SEN-Flächen ausgewiesen werden. Die Spielräume im

WindSeeG sollten bis dahin genutzt werden und weitere Flächen nicht frühzeitig endgültig für andere Nutzungen festgelegt werden.

Auch **Energieinseln** berücksichtigt der FEP derzeit nicht. Auch für die Entwicklung von Energieinseln muss der FEP offenbleiben. Bislang wurden für zwei Energieinseln die Planfeststellung beantragt. Energieinseln sollten daher im Planverfahren Berücksichtigung finden.

4 Offene Sachfragen mit der Bitte um Klärung

Aus dem Vorentwurf des FEP ergeben eine Reihe von Fragen, die wir hier enumerativ aufzählen, verbunden mit der Bitte an das BSH sie im kommenden Entwurf aufzugreifen. Ziel der Fragen ist es, das BSH auf offene Sachverhalte hinzuweisen, die Auswirkungen auf die Investitionssicherheit haben, und deshalb aus Sicht der Branche einer Klärung zugeführt werden müssen.

i. Ad Standardisierte Technikgrundsätze: Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträger (5.2), (g), S. 18

Dort heißt es: *„Der ÜNB nimmt spätestens zum Ende des jeweils für die Fläche festgelegten Quartals für alle auf die Plattform eingezogenen AC-Kabel der parkinternen Verkabelung die erforderlichen plattformseitigen Schritte so weit vor, dass eine vollständige Inbetriebnahme aller anzuschließenden bezuschlagten WEA einer Fläche möglich ist“.*

Unsere Frage: Welches Quartal ist mit „für die Fläche festgelegten Quartals“ genau gemeint?

Das Quartal für:

- a. Einzug parkinterne Verkabelung der bezuschlagten WEA in Plattform (siehe Tabelle 8 und 9)
- b. Inbetriebnahme der auf den Flächen jeweils bezuschlagten WEA (siehe Tabelle 8 und 9)
- c. Inbetriebnahme ONAS (siehe Tabelle 8 und 9)

ii. Ad Planungsgrundsätze: Minimierung von Kolk- und Kabelschutzmaßnahmen (6.1.5), (b), S. 24

Ad 6.1.5, Absatz (b)

Dort heißt es: *„Als Kolkschutz sind ausschließlich Schüttungen aus Natursteinen oder inerten und natürlichen Materialien einzusetzen“.*

Unsere Frage: Fällt unter die Beschreibung für „Natursteine oder inerte und natürliche Materialien“ auch die Verwendung von biologisch abbaubaren Materialien?

iii. Ad Planungsgrundsätze: Keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs 6.2, (j), S. 26 f.

Dem FEP-Vorentwurf zufolge „[...] tritt die Verpflichtung [zur Vorhaltung von Schleppkapazitäten] **voraussichtlich** mit dem Zeitpunkt der ersten Bebauung von Flächen in den Gebieten N-11 **oder** N-12 ein.“

Unsere Fragen:

- Was bedeutet „voraussichtlich“?
- Wovon hängt ab, ob dem so sein soll, wer entscheidet dies, legt dies fest, und wann?
- Was wird als „erste Bebauung“ gelten? Vorstellbar wäre das erste Fundament, die erste vollständig errichtete OWEA, oder erste „vollständige“ Bebauung, also die Errichtung der letzten OWEA auf der auslösenden Fläche?
- Was, wenn der Konverter vor jeglicher OWEA errichtet würde? Ist dann der ÜNB verantwortlich?
- Wonach wird sich richten, und wann wird entschieden, welche Fläche der Auslöser sein wird?
- Warum sind die von der SN10 durch die Flächen „N-12“ abgeschirmten Flächen „N-11“ hier einbezogen? Würde die Verpflichtung der ggf. zunächst exponiert stehenden Flächen „N-11“ erlöschen, sobald die Flächen „N-12“ in ausreichender Anzahl und Dichte bebaut sind?

iv. Zum Charakter des FEP

Nach der finalen Version des FEP vom Januar 2023 und der jetzigen Fortschreibung, beginnend mit dem Vorentwurf (September 23), bitten wir um eine Klarstellung seitens des BSH, wie diese Pläne zueinanderstehen und ob die Annahme korrekt, dass die Fortschreibung auf die Flächen mit Inbetriebnahmedatum ab 2032 bezogen ist.

Der FEP vom Januar 2023 bliebe dann mit allen darin festgelegten Flächen sowie technischen und Planungsgrundsätzen bestehen. Dies wird lediglich in Teilen nachrichtlich im Vorentwurf dargestellt. Praktische Bedeutung erhält diese Frage auch im Zusammenhang mit dem Kapitel zum Direktanbindungskonzept (5.9, siehe unsere Ausführungen weiter oben)

v. Randbebauung der SN 10

Der Vorentwurf basiert seine Planungen auf der festen Annahme der Randbebauung der Schifffahrtsstr. 10, verweist aber zugleich auf „*andauernde Verhandlungen*“ mit den Nachbarstaaten Niederlanden und Dänemark. Hieraus ergibt sich die Frage, ab wann die Bieter mit einem Abschluss dieser Verhandlungen rechnen können. Wünschenswert ist, dass die Verhandlungen bis zur Vorlage des finalen FEP abgeschlossen werden, um den Investoren Planungssicherheit zu geben. In dieser Hinsicht ist es wichtig für die Investoren, Klarheit darüber zu erhalten, ob die von der Branche **unterstützte Mittelbebauung endgültig** zugunsten der Randbebauung nicht realisiert wird.

vi. Fragen zum Betrieb der 2 GW Plattformen zur Klärung zwischen BSH / ÜNB

Frage 1:

„Betriebsphilosophie“ der 2 GW Plattform im Normalbetrieb und gestörten Betrieb

Die Abbildung 5 im Anhang C.2.102 der TenneT Netzanschlussregeln (NAR) spezifiziert den Betrieb des OWP bei einem Ausfall eines der beiden HGÜ-Pole der 2 GW Plattform. Wir würden

gerne erfahren, wie die grundsätzliche „Betriebsphilosophie“ aller Übertragungsnetzbetreiber bzgl. des Betriebs der angeschlossenen OWP bei den folgenden Szenarien aussieht:

- a) bei einem Ausfall eines der beiden HGÜ-Pole,
- b) bei einem Ausfall des metallischen Rückleiters,
- c) bei einem Ausfall einer der Offshore-HGÜ-Transformatoren?

Darüber hinaus sind wir sehr daran interessiert, zu verstehen, ob in den Fällen a) und b) alle 66-kV-Sammelschienen verbunden betrieben werden (wie in Abbildung 5 der TenneT NAR gezeigt). Geht die „Betriebsphilosophie“ davon aus, dass alle angeschlossenen Windturbinen in Betrieb sind oder erfordern diese Betriebszustände die Außerbetriebnahme von Windturbinen?

Frage 2:

Kurzschlussstromverhältnisse auf der 2 GW Plattform im Normalbetrieb und gestörten Betrieb

Die Tabelle 3 in Abschnitt 10.2.3.4.3 der TenneT NAR und die Tabelle 5 in Abschnitt 5.5.7.2 der Amprion & 50Hertz Offshore NAR legen generelle Annahmen bezüglich der Kurzschlussleistung im Offshore-Netz fest. Für eine Betrachtung der Kurzschlussstromverhältnisse auf der 2 GW Plattform würden wir gerne verstehen, wie hoch die zu erwartenden Kurzschlussströme in [Ampere] bei einem 3-poligen und 1-poligen Fehler auf den 66-kV-Sammelschienen für die folgenden Betriebsszenarien sind:

- a) Normalbetrieb,
- b) Ausfall eines der beiden HGÜ-Pole,
- c) Ausfall des metallischen Rückleiters?

Frage 3:

Schutzkonzept und Schutzeinstellungen auf der 2 GW Plattform

Der Abschnitt 10.2.3.6 der TenneT NAR und der Abschnitt 5.8 in der Amprion & 50Hertz Offshore NAR legen generelle Anforderungen bezüglich des Schutzkonzeptes und der Schutzeinstellungen fest, u.a. dass bei einem Versagen eines Leistungsschalters sich die Fehlerklärungszeit auf maximal 250 Millisekunden verlängert. Dazu haben wir folgende Fragen:

- a) Welche maximale Fehlerklärungszeit wird für den Ausfall bzw. Versagen einer Schutzeinrichtung für das Offshore-Netz der 2 GW Plattform vorgesehen?
- b) Besteht die Möglichkeit, diese maximale Fehlerklärungszeit im Rahmen einer Vereinbarung hinsichtlich des Schutzkonzeptes zwischen Offshore-Windparkbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber zu reduzieren?

Kontakt

Bundesverband der Windenergie Offshore e.V.
Spreeufer 5
10178 Berlin
info@bwo-offshorewind.de
Tel.: +49 30 28 44-4650