

# STELLUNGNAHME

des

Bundesverbands der Windenergie Offshore e.V. (BWO)

zum Entwurf des Flächenentwicklungsplans 2024

Stand: 08.08.2024



Bundesverband  
der Windenergie  
Offshore e.V.

## **1 ZUSAMMENFASSUNG DER BWO-STELLUNGNAHME** **4**

---

## **2 KONSULTATIONSFRAGEN** **7**

---

THEMA 1: ÜBERSCHNEIDUNG VON FLÄCHEN MIT DEM VORBEHALTSGEBIET FISCHEREI KAISERGRANAT FiN1 (S.15)	7
FRAGE 1:	7
FRAGE 2:	8
FRAGE 3:	8
THEMA 2: STANDORT VON KONVERTERPLATTFORMEN IN FLÄCHEN	8
FRAGE 4:	8
THEMA 3: ABSTAND VON SEEKABELSYSTEMEN BEI PARALLELVORLEGUNG IN BESTIMMTEN BEREICHEN	10
FRAGE 5:	10
FRAGE 6:	11
FRAGE 7:	11
FRAGE 8:	11
THEMA 4: MÖGLICHE TRASSENVERLÄUFE ZUR ANBINDUNG VON SEN-1	12
FRAGE 9:	12
THEMA 5: KREUZUNGEN ZWISCHEN SEEKABELSYSTEMEN UND ROHRLEITUNGEN (S.99F.)	13
FRAGE 10:	13
FRAGE 11:	14
FRAGE 12:	14

## **3 WEITERGEHENDE KOMMENTARE** **15**

---

3.1	ZU II., 1. FESTLEGUNGEN UND III., 1. BEGRÜNDUNGEN: GEBIETE UND FLÄCHEN	15
3.2	ZU II. 2. BESCHLEUNIGUNGSFLÄCHEN:	18
3.3	ZU II., 6.2 SCHNITTSTELLEN ZWISCHEN ÜNB UND OWP-VORHABENSTRÄGERN	19
3.4	ZU II., 6.13 STANDARDISIERTE TECHNIKGRUNDSÄTZE: MÖGLICHKEITEN DER ABWEICHUNG	19
3.5	ZU II., 7 PLANUNGSGRUNDSÄTZE	19
3.6	ZU II., 7.1.3 VERMEIDUNG UND VERMINDERUNG VON EMISSIONEN	19
3.7	ZU II., 7.1.4 & III., 7.1.4 SCHALLSCHUTZ BEI DER GRÜNDUNG UND DEM BETRIEB VON ANLAGEN	19
3.8	ZU II., 7.1.5. MINIMIERUNG VON KOLK- UND KABELSCHUTZMAßNAHMEN	21
3.9	ZU II., 7.1.6. VOGELKOLLISIONSMONITORING	22
3.10	ZU II., 7.1.7. SEDIMENTERWÄRMUNG	22
3.11	ZU II., 7.1.8. VERKEHRSLOGISTIKKONZEPT	23
3.12	ZU II., 7.2. KEINE BEEINTRÄCHTIGUNG DER SICHERHEIT UND LEICHTIGKEIT DES SCHIFFSVERKEHRS	24
3.13	ZU II., 7.3 LUFTVERKEHRSSICHERHEIT	24
3.14	ZU II., 7.5 UND III., 7.5 BESEITIGUNG DER EINRICHTUNGEN	25
3.15	ZU II., 7.6 ERMITTLUNG UND BERÜCKSICHTIGUNG VON OBJEKTEN	26
3.16	ZU II., 7.9 UND III., 7.9 KOMMUNIKATION UND ÜBERWACHUNG	27
3.17	ZU II., 7.10.1 FESTLEGUNG ZU: BERÜCKSICHTIGUNG ALLER BESTEHENDEN, GENEHMIGTEN UND FESTGELEGTEN NUTZUNGEN	28
3.18	ZU II., 7.10.5 UND III., 7.10.5 WINDENERGIEANLAGEN UND SONSTIGE ENERGIEGEWINNUNGSANLAGEN	29
3.19	ZU II., 7.13.4 KREUZUNGEN	30

3.20 ZU V. ÜBERGANGSREGELUNG: 30

**4 ZUM ANHANG: 31**

---

4.1 ZU 5. MINDERUNGSMAßNAHMEN UND REGELN FÜR MINDERUNGSMAßNAHMEN I.S.V. § 5 ABS. 2c  
WINDSEEG-E FÜR BESCHLEUNIGUNGSFLÄCHEN UND INFRASTRUKTURGEBIETE 31

4.2 ZU 5.1. EINFÜHRUNG 31

4.3 ZU 5.2. MINDERUNGSMAßNAHMEN UND REGELN FÜR MINDERUNGSMAßNAHMEN FÜR  
BESCHLEUNIGUNGSFLÄCHEN 31

**5 UMWELTBERICHT NORDSEE 32**

---

5.1 ZU 7.2. GEBIETE UND FLÄCHEN FÜR WINDENERGIEANLAGEN AUF SEE SOWIE PLATTFORMEN 32

**6 ZUSÄTZLICHE HINWEISE: 32**

---

6.1 RETTUNGSINFRASTRUKTUR 32

6.2 ALLGEMEINER HINWEIS: TRANSPARENZ DES FEP-ANHÖRUNGSVERFAHRENS STÄRKEN 33

## 1 Zusammenfassung der BWO-Stellungnahme

- **Frühzeitigkeit des BSH-Vorschlages zu „Beschleunigungsflächen“ begrüßenswert:** Wir bedanken uns, dass das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) bereits während der fortdauernden parlamentarischen Beratungen zur rechtlichen Umsetzung der EU-Vorgaben zu den „Beschleunigungsflächen“ einen ersten Vorschlag zu deren Verankerung im Flächenentwicklungsplan (FEP) unterbreitet. Mit §8a WindSeeG wurden rückwirkend bereits bezuschlagte Flächen der Ausschreibungen 2022 und 2023 zu Beschleunigungsflächen deklariert. Wir bitten allerdings um **Klarstellung**, ob die **bereits durchgeführten Untersuchungen von der zuständigen Behörde im Genehmigungsprozess berücksichtigt werden** und ob das Planfeststellungs- oder Plangenehmigungsverfahren Anwendung findet.
- **Skaleneffekte und Akteursvielfalt in Einklang bringen:** Als zentraler Beitrag zur **Stärkung der Akteursvielfalt** sollten die im FEP **neu festgelegten Flächen** für Offshore-Windparks (OWP) im Grundsatz **eine Größe von 1 GW** haben. Die Flächen **N-9.4, N-9.5; N-10.1, N-12.4 und N-12.5** sollten also **jeweils geteilt und mit nur 1 GW Leistung bebaut werden**.  
Auch für bereits **ausgewiesene, aber noch nicht ausgeschriebene** Flächen mit 2 GW installierter Leistung sollte eine Umplanung **auf 2 Flächen mit jeweils 1 GW** Erzeugungslleistung erfolgen.
- **Neue Flächenfestlegungen und Effizienz der Stromerzeugung besser austarieren:** Ziel sollte es sein, durch weniger Abschattungseffekte in der Gesamtbilanz aller betrachteten Flächen höhere Stromerträge zu erzielen. Für die Vermeidung bzw. Reduzierung von Abschattungseffekten sind weitere Maßnahmen erforderlich.  
**Hierzu gehört eine zeitliche Reihenfolge bei der Randbebauung der SN 10, welche die Abschattungseffekte auf die dahinter liegenden Flächen minimiert.** Die Flächen N-9.4, N-9.5., N-12.4 und N-12.5 sollten später als derzeit vorgesehen **ausgeschrieben bzw. in Betrieb genommen** und dafür die Flächen westlich der Schifffahrtsroute 10 (SN10) **früher bebaut werden**.
- **Zeitliche Festlegungen für OWP und ONAS besser abstimmen:** Zwischen dem **spätesten Datum für den Kabeleinzug und der Inbetriebnahme der WEA müssen mindestens 6 Monate liegen** um eine **fristgerechte Installation** der WEA und deren **Inbetriebnahme** zu ermöglichen. Auch bei etwaigen Verzögerungen im Netzausbau müssen die Realisierungspflichten der Betreiber mitberücksichtigt werden. Die Darstellung der Tabelle 7 in II. Festlegung, zu 5.2 des Entwurfs enthält eine Übersicht der Festlegungen zur zeitlichen Abfolge von Ausschreibungen und Realisierung. Eine Verzögerung, wie z.B. aktuell bei dem Offshore Netzanbindungssystem NOR-9-2 angezeigt, führt derzeit dazu, dass die Inbetriebnahme der WEA des anzuschließenden Offshore-Windparks (hier N-9.2) im selben Quartal wie der Kabeleinzug in die Konverterstation erfolgen müsste. Gleichzeitig ist eine Installation mit Diesel-Generatoren zu vermeiden. Für die Inbetriebnahme der Anlagen bedarf es (Fremd-)Strom, der nach dem Kabeleinzug über den Konverter bereitgestellt wird. Damit blieben im schlimmsten Fall nur 6 Monate für Installation und Inbetriebnahme eines Offshore Windparks mit einer Kapazität von 2.000 MW. Andernfalls drohen Pönalen. Die BNetzA weist gleichzeitig darauf hin, dass die von ihr bekanntgemachten Termine auf dem FEP beruhen. Vor diesem Hintergrund müssen

zwischen dem Datum des spätesten Kabeleinzugs und dem Termin der Inbetriebnahme der WEA **immer** mindestens **6 Monate** liegen. Dieser Zeitraum muss auch bei einer Verzögerung des Netzanschlusses weiter aufrecht erhalten bleiben.

- **Nachnutzung und neue Flächenzuschnitte der Flächen N-4 und N-5:** Es besteht Unklarheit, ob die neuen Flächen N-4 und N-5 für die Nachnutzung vom BSH mit diesem FEP festgelegt oder konsultiert werden. Hier wünschen wir uns Aufklärung. In diesem Zusammenhang möchten wir das Interesse der aktuellen OWP-Betreiber betonen, auch über die 25 Jahre laufenden Genehmigungen bei technischer und wirtschaftlicher Bewertung hinaus einen Weiterbetrieb von bis zu 10 Jahren zu ermöglichen. Insbesondere bei Flächen, die sich nicht für eine konkrete Nachnutzung auf der Flächenkarte wiederfinden (z.B. „Dan Tysk“), gehen wir weiterhin von der Möglichkeit des Weiterbetriebs aus. Eine **Nachnutzungsplanung** im FEP sollte **keine bestehenden Genehmigungen konterkarieren**.
- **Rückbauverpflichtungen bestehender Genehmigungen beibehalten:** Der Hinweis auf die Ziele des Raumordnungsplan 2021 zum Rückbau in diesem Entwurf würde aktuell bereits genehmigte Rückbauhandbücher von Betreibern in Frage stellen, als dies in der aktuellen Genehmigungspraxis in vorangegangenen FEPs sowie im Standard Konstruktion gehandhabt wird. Dies hätte erhebliche Auswirkungen auf die aktuell in Rückbauhandbüchern der Betreiber ausgelegte Praxis.
- **Dauerhafte Einschaltung von AIS:** Die Sicherheit der Anlagen der OWPs gilt es auch in Bereichen der Ko-Nutzung der Fischerei zu gewährleisten. Daher befürworten wir die Verpflichtung zur **dauerhaften Einschaltung des automatischen Identifikationssystems (AIS)** für Fischereifahrzeuge, die ein solches System besitzen. Der BWO plädiert für eine **grundsätzliche AIS-Ausstattungspflicht aller kommerziellen Schiffe**.
- **Möglichkeiten der Fischerei und Aquakultur sorgfältig prüfen:** der primäre Erfüllungszweck (Stromerzeugung) muss vorangestellt bleiben. **Eingriffe in das Aufstellmuster inklusive parkinterner Verkabelung sind abzulehnen**. Die ökologischen Auswirkungen des Fischereiverbotes gilt es im Rahmen der Forschung näher zu untersuchen. Zudem sind die regulatorischen Rahmenbedingungen der Bundeskompensationsverordnung dahingehend zu berücksichtigen.
- **Positionierung des Konverters oder sonstiger Energie-Hubs:** In dieser Frage halten wir an unserer Position fest, dass dieser **im Grundsatz in der Mitte des Offshore-Windparks (OWP)** installiert werden sollte. Dies betrifft die Flächen N-9.4, N-9.5 und N-14.3, bei denen der FEP 2024 eine Randpositionierung der Konverter vorsieht. **Das Einrücken vom Rand für circa 500 bis 1000 Meter der Plattformen hat keine erkennbaren Vorteile**. Eine seeseitige Randpositionierung würde im konkreten Vergleich zur Einrückung mehr Vorteile (weniger Einfluss auf das Parklayout, leichtere Erreichbarkeit der HGÜ, etc.) bieten.
- Der Trassenverlauf zur Anbindung von SEN-1 sollte den künftigen Zuschnitt der Teilflächen von SEN-1 und die optimale **Anbindung an das Wasserstoff-Kernnetz** berücksichtigen.
- **Rettungsinfrastruktur bei der Flächenplanung mitdenken:** Die Festlegung neuer Flächen außerhalb des 60-Minuten-Einsatzradius der küstenbasierten HEMS-Rettungshubschrauber erfordert umso dringlicher die Umsetzung einer funktionierenden

Rettungskette. 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 herbeizuführen.**

- **Transparenz des FEP-Anhörungsverfahrens stärken:** Der Umgang des BSH mit den von den Interessengruppen unterbreiteten Vorschlägen sollte transparenter sein und es sollte kommuniziert werden, wie die jeweiligen Vorschläge geprüft wurden.

## 2 Konsultationsfragen

### Thema 1: Überschneidung von Flächen mit dem Vorbehaltsgebiet Fischerei Kaisergranat FIN1 (S.15)

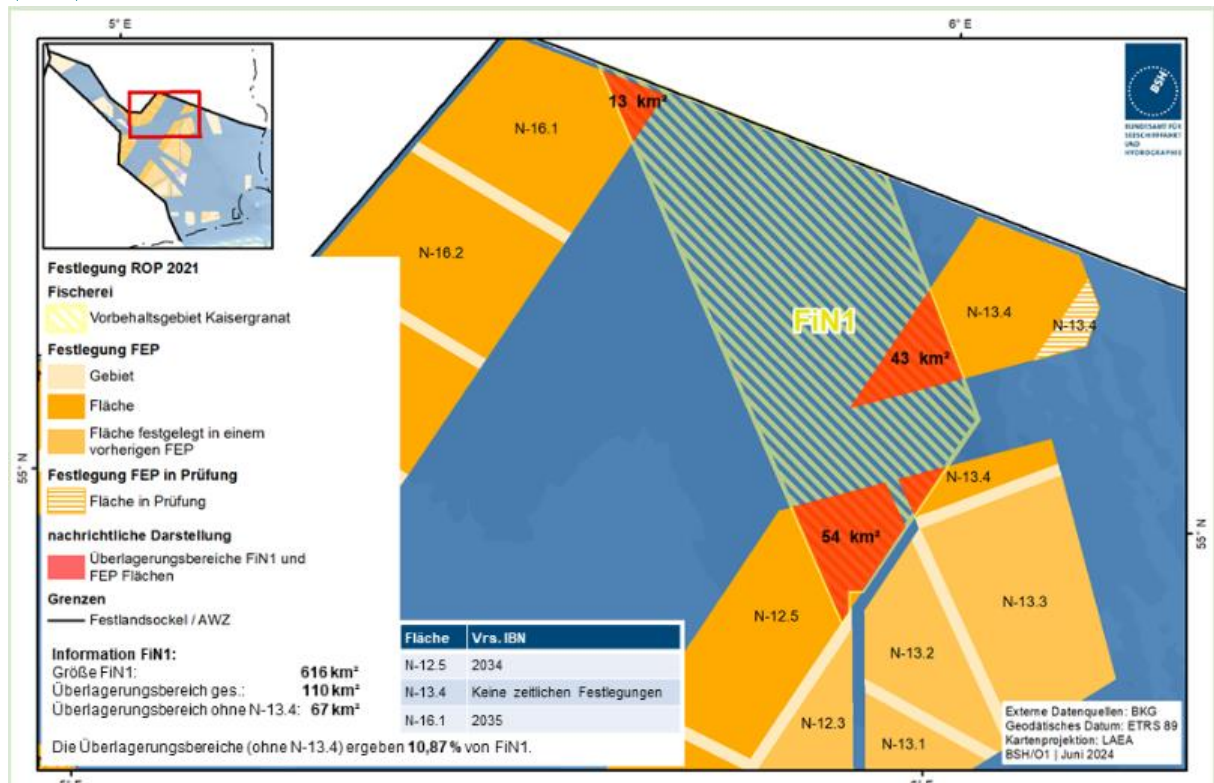


Abbildung 1: Darstellung der Überlagerungsbereiche des Vorbehaltsgebietes FIN1 für die Fischerei auf Kaisergranat mit den Festlegungen der Flächen für Windenergie aus dem FEP

#### Frage 1:

*Inwiefern kann nach heutiger Kenntnis eine Fischerei auf Kaisergranat *Nephrops norvegicus* mit passiven Fanggeräten innerhalb der Überlagerungsbereiche umgesetzt werden? Bitte berücksichtigen Sie bei Ihren Antworten auf die Fragen auch die in Entwicklung oder Erprobung befindlichen passiven Fangmethoden für Kaisergranat (beispielsweise Körbe oder Reusen).*

Aus betrieblicher Perspektive stellen fischereiliche Aktivitäten in Offshore-Windparks prinzipiell ein erhöhtes Risiko für die Betriebs- und Arbeitssicherheit dar. So könnte beispielsweise ein Ausfall der Manövrierfähigkeit von Fischereifahrzeugen den Betrieb innerhalb des Offshore-Windparks (OWPs) stören oder gar gefährden. Die Verantwortlichkeiten im Schadens- und Versicherungsfall sind weiterhin ungeklärt.

Aus ökologischer Perspektive weisen Forschung und Wissenschaft darauf hin, dass Offshore-Windparkflächen als Rückzugs- und Erholungsgebiete für Flora und Fauna dienen. Regulatorisch definiert der Gesetzgeber den Ausschluss der Fischerei in OWP in der Bundeskompensationsverordnung (§ 15 BKompV) als Kompensation. Hiernach gelten die Beeinträchtigungen der Schutzgüter Biotope und Boden einschließlich der darin vorkommenden Pflanzen und

Tiere sowie der Schutzgüter Wasser und Luft als kompensiert, wenn die Fischerei während der gesamten Betriebsdauer ausgeschlossen wird.

Grundsätzlich ist eine Überlagerung des Vorbehaltsgebiets Fischerei Kaisergranat und den OWP-Betreiber denkbar, wenn ausschließlich passive Fischereimethoden eingesetzt werden. Für die passive Fischerei sollten grundsätzliche Vorgaben entwickelt werden, wie etwa zu Befahrensregeln, zur technischen Ausstattung der Fischereischiffe/-boote oder zu versicherungsrechtlichen Fragestellungen. Dazu zählen auch die Koordinierung von Arbeiten und (Sicherheits-)Abständen zu Anlagen und Verkabelung.

Die (grundberührende) Schleppnetzfisherei zu gewerblichen Zwecken muss weiterhin vollständig ausgeschlossen bleiben.

### Frage 2:

*Welche Anforderungen muss ein Windpark erfüllen, damit eine passive Fischerei auf Kaisergranat in dem Überlagerungsbereich umgesetzt werden könnte?*

Der primäre und unmittelbare Erfüllungszweck von OWP bzw. Offshore-Windenergieanlagen (OWEA) ist die Erzeugung von Strom. In Anbetracht dieser Zielsetzung benötigen OWP-Betreiber grundsätzlich die Freiheit, das Aufstellmuster eines OWP inkl. parkinterner Verkabelung zum Sinn und Zweck der Offshore-Windenergie zu optimieren. So sollten beispielsweise die Positionen der Offshore-Windenergieanlagen frei bzw. entsprechend der vorherrschenden Windverhältnisse gewählt werden können.

Deshalb ist die Frage voranzustellen, welche Anforderungen die passive Fischerei auf Kaisergranat in dem Überlagerungsbereich erfüllen muss, um sie in einem OWP umsetzen zu können.

### Frage 3:

*Erste Forschungsergebnisse aus anderen Meeresgebieten deuten darauf hin, dass passive Fanggeräte unter Umständen die Wirtschaftlichkeit der Fischerei auf Kaisergranat erhöhen können (siehe etwa Leocádio, Whitmarsh, & Castro, 2012). Gibt es hierzu im Bereich der Nordsee aus Ihrer Sicht Erfahrungen?*

*Diese Frage liegt außerhalb unseres Arbeitsbereichs, daher können wir Ihnen hier keine Antwort geben.*

## Thema 2: Standort von Konverterplattformen in Flächen

### Frage 4:

*Die am Rand der Flächen festgelegten Konverterplattformen NOR-9-4, NOR-9-5 und NOR-14-3 wurden ausgehend vom Rand der Fläche um ca. 500 m in die Fläche eingerückt. Grundlage dieser Festlegung ist ein entsprechender Vorschlag der ÜNB in ihrer Stellungnahme zum Vorentwurf, nach dem bei einem entsprechenden Einrücken die Hinführung der parkinternen Seekabelsysteme zur Konverterplattform durch die größere zur Verfügung stehende Fläche*



*erleichtert werde. Ist das Einrücken der Konverterplattformen in dem dargestellten Umfang aus Ihrer Sicht sinnvoll?*

Wir halten an unserer Einschätzung fest, dass die Positionierung der Konverter oder sonstiger Energie-Hubs im Grundsatz in der Mitte der Flächen erfolgen soll. Dies gilt auch für die Betrachtung der Flächen N-9.4 und N-9.5, sowie die Fläche N-14.3. 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. Wir schätzen bei den Flächen von N-9.4 und N-9.5 eine jeweils 7 km kürzere Kabelführung bei einer mittigen Positionierung der Konverter bei gleichzeitigem Verlauf der Netzanbindungsleitungen zwischen diesen Flächen und den angrenzenden N-9.2 und N-9.3.

Wird die Konverterplattform am Rand der Ausbaufäche positioniert, verlängert sich die parkinterne Verkabelung. Eine Positionierung am Rand sollte daher vermieden werden. Wir sehen keinen deutlichen Vorteil durch einen Flächengewinn innerhalb des OWPs.

Vor allem bei immer größeren WEA-Modellen reduziert sich der Vorteil einer Randposition aufgrund der steigenden Abstände zwischen den Anlagen. Dem etwaigen Flächengewinn und dem damit einhergehenden höheren Ertrag ist ein zu erwartender höherer Kostenaufwand bei der parkinternen Verkabelung gegenüberzustellen. Das Einrücken der Konverter um 500 bis 1000m bietet zwar den Vorteil einer einfacheren Heranführung und Installation der parkinternen Seekabel. Die räumliche Problematik rund um die Plattform ist aus unserer Perspektive das entscheidendere Thema. Denn bei einer Positionierung der Plattformen am seeseitigen Rand, wäre die Helikopterführung leichter zu bewerkstelligen als über eine 500m vom Rand eingerückte Plattform. Ein Vorteil der am seeseitigen Rand befindlichen Plattform wäre ebenfalls die geringere Verwendung von Kreuzungsbauwerken. Daher würden wir eine Positionierung am Rand gegenüber einer Einrückung vom Rand präferieren.

### Thema 3: Abstand von Seekabelsystemen bei Parallelverlegung in bestimmten Bereichen

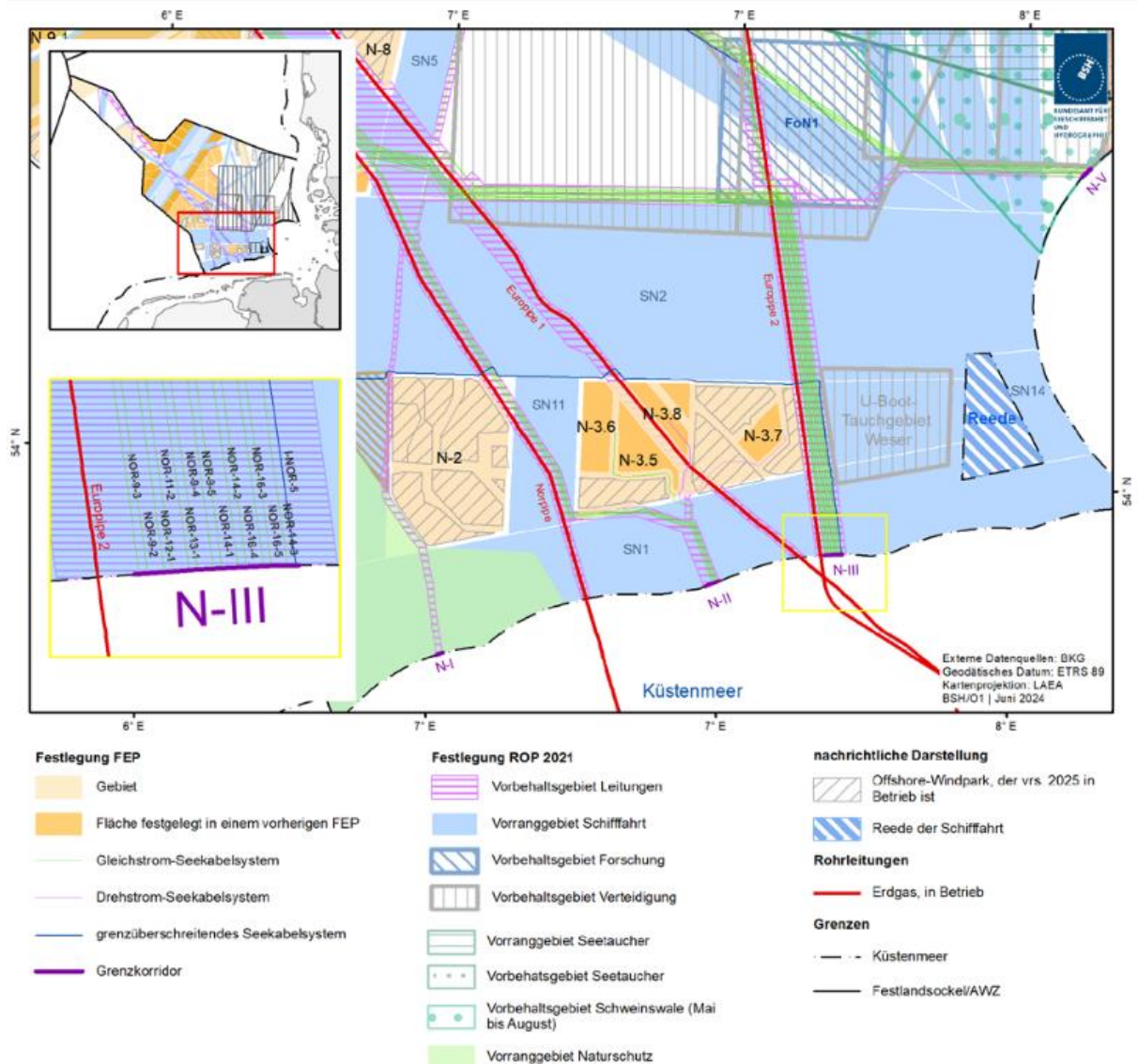


Abbildung 9: Darstellung der Leitungskorridore aus dem ROP 2021 zu den Grenzkorridoren N-I, N-II, N-III, u. N-IV

#### Frage 5:

Kann bei der Parallelverlegung von Seekabeln in bestimmten Bereichen bzw. entlang bestimmter Streckenabschnitte der Abstand von 100 m und – 200 m im Wechsel reduziert werden?

In der Nähe der Offshore-Umrichter-Plattform müssen die Kabel näher zueinander verlegt werden. Der minimale Abstand muss vom Kabelinstallations-Unternehmen definiert werden. Der minimale Abstand hängt u.a. von der Bodenbeschaffenheit und dem Equipment zur Kabelverlegung ab. Im unmittelbaren Nahbereich (unter 100 m) um die Plattform sehen wir individuelle Abstimmungen zwischen Betreibern und Übertragungsnetzbetreibern als nötig an. Die Notwendigkeit einer generellen Regelung sehen wir nicht. Da es sich hier vornehmlich um die DC-Trassen der Übertragungsnetzbetreiber handelt, sehen wir hier vor allem die Übertragungsnetzbetreiber als die Experten in dieser Thematik.

### Frage 6:

*Wo liegen diesbezüglich die Grenzwerte?*

Grenzwerte liegen aus unserer Sicht zwischen 100 m bzw. 200 m, sowie 50 m bei parallelen Kabeln desselben Betreibers und 100 m zu Kabeln eines dritten Betreibers.<sup>1</sup> Kabelinstallationsunternehmen können möglicherweise engere Grenzwerte bestimmen.

### Frage 7:

*Welche Parameter bestimmen die Grenzwerte?*

Einige Parameter, die über die Grenzwerte zu Seekabel-Verlegung bestimmen, sind aus unserer Perspektive folgende:

- Reparaturstrategie (z.B. Methoden u. Werkzeuge zur Reparatur von Kabelschäden, insb. das Legen von Omegaschleifen)
- Zukünftige Pläne für andere Flächen, z.B.: Pläne für Reservekabel
- Geophysikalische Eigenschaften
- Wassertiefe

### Frage 8:

*Gibt es Ihrer Erfahrung nach weiteres zu beachten?*

Ein weiterer Aspekt, der in diesem Zusammenhang bedacht werden muss, ist der Kurvenradius des Equipments zum Verlegen der Kabel.

---

<sup>1</sup> Die [DNV-Studie](#) zu „Mindestabständen bei Seekabeln“ (2012) gibt hierzu zwar Auskünfte, aber integriert nicht den neuesten technischen Standard v.a. mit Hinblick auf die zukünftig 132 kV-Kabel.

## Thema 4: Mögliche Trassenverläufe zur Anbindung von SEN-1

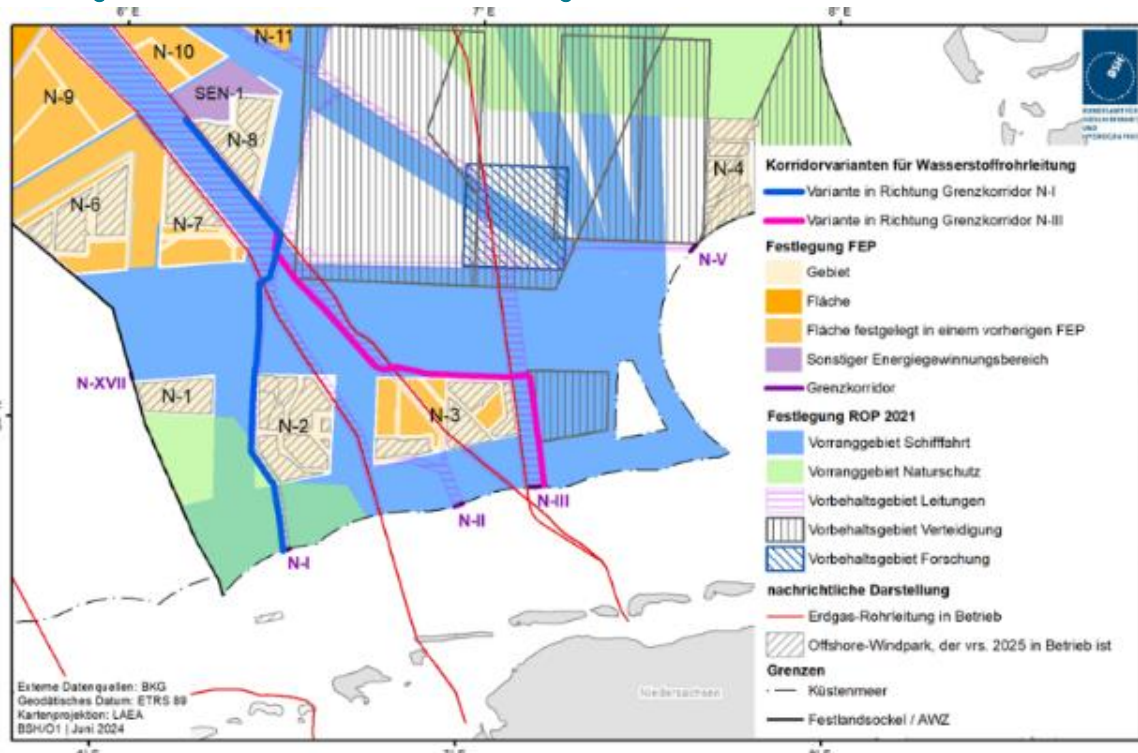


Abbildung 10: Wasserstoffrohrleitung - möglicher Trassenverlauf zwischen SEN-1 und dem Küstenmeer

### Frage 9:

Gibt es aus Ihrer Sicht grundlegende Einwände gegen den beschriebenen Trassenverlauf? Wäre in dem Fall die Alternative, die Trasse vom Vorbehaltsgebiet Verteidigung östlich von Gebiet N-3 zum Grenzkorridor N-III zu führen, vorteilhafter? Bitte begründen Sie dies.

Der Trassenverlauf der geplanten Offshore-Infrastruktur muss mit der Onshore-Infrastruktur verbunden werden können. Dabei müssen die Planungen zum Wasserstoffkernnetz zwangsläufig bei der FEP-Planung Berücksichtigung finden, denn für die Pipeline AquaDuctus besteht nun eine planerische Bedarfsstellung. Das Kernnetz sieht den Raum Wilhelmshaven als Wasserstoffknotenpunkt mehrerer Offshore- und Onshore-Projekte vor. Im Sinne einer effizienten Planung ist es daher erforderlich, die Anlandung von AquaDuctus und Weiterführung in Onshore-Infrastruktur dort zu lokalisieren.

Ebenso muss der Trassenverlauf Optionen für die möglichen verschiedenen Zuschnitte von SEN-1 ermöglichen, die zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht final feststehen. Nur in Kenntnis des Flächenzuschnitts ist eine Bewertung des Trassenverlaufs möglich.

An dieser Stelle weisen wir erneut darauf hin, dass zeitnah weitere Flächen für die „sonstige Energiegewinnung“ im Rahmen der FEP-Fortschreibung identifiziert werden sollten. Der Deutsche Bundestag hat dies bereits in seinem „Maritimen Antrag“ im Juni 2023 von der Bundesregierung eingefordert. Dabei sollten insbesondere Flächen in den Zonen 4 und 5 berücksichtigt werden, da hier die Vorteile der vergleichsweise günstigeren Pipeline-Infrastruktur aufgrund der Entfernung zur Küste noch stärker zum Tragen kommen.

## Thema 5: Kreuzungen zwischen Seekabelsystemen und Rohrleitungen (S.99f.)

Bisher erfolgte die Kreuzung von Seekabelsystemen und Bestands-Rohrleitungen in einem rechten Winkel auf einer Gesamtlänge von jeweils 500 m beidseits der Rohrleitung. Diese Vorgehensweise führt zu einer erheblichen Flächeninanspruchnahme, wenn viele Kabel in Parallellage eine Rohrleitung kreuzen. Im aktuellen Entwurf wird das Vorgehen dahingehend angepasst, dass das Kabel deutlich näher an die Rohrleitung herangeführt wird und in einem Bereich von jeweils 30 m links und rechts der Rohrleitung eine rechtwinklige Kreuzung umgesetzt wird. Die genaue Umsetzung hat in enger Abstimmung zwischen dem zuständigen Vorhabensträger und dem Betreiber der Rohrleitung zu erfolgen. Abbildung 12 zeigt die Flächensparnis der aktuellen Planung (in grün) gegenüber der bisherigen Planung (in grau).



Abbildung 12: Beispiel für Anpassung der Kreuzungen im Bereich der Rohrleitung Europipe 1

### Frage 10:

Gibt es Aspekte, die gegen das vorgesehene Vorgehen sprechen?

Wir begrüßen das Anliegen, das Vorgehen für Kabelkreuzungen zu optimieren. Die bisherigen Vorgaben führten nicht nur zu erheblichem Flächenverbrauch, sondern auch zu überflüssigen Mehrlängen. Allerdings gilt dies nicht nur für Kreuzungen von Netzanschlussystemen, sondern auch für solche von zukünftiger Innerparkverkabelung mit Rohrleitungen und anderen Kabelsystemen.

Insbesondere bei flächenübergreifenden Anbindungen wie bspw. bei N-12.3 (hin zu N-13.2), N-10.2 (N-9.3), N-6.7 (N-6.6) werden eine ganze Reihe von Innerparkverkabelungssträngen mit bestehenden Leitungen (oder später zu errichtende mit diesen) kreuzen müssen. Die

räumlichen Gegebenheiten bieten daher absehbar nicht genügend Platz, um die mitunter zahlreichen Kabel durchweg kompatibel mit bisherigen Abstands- und Winkelvorgaben kreuzen zu lassen.

Aktuell sind die Erfahrungswerte mit Verfahren zu Kabelkreuzungen noch sehr begrenzt, daher können wir uns nur begrenzt zu den konkreten Abständen zu Rohrleitungen äußern.

### Frage 11:

*Welche Anforderungen muss eine solche Kreuzung erfüllen?*

Die Anforderungen der Kreuzungen dürfen sich sowohl bei der Installation als auch im Betrieb (insbesondere Service-Arbeiten) nicht negativ auf die Lebensdauer der Kabel und Pipelines auswirken.

Die Kabel müssen ausreichend voneinander getrennt sein. Dies könnte in einer Kreuzungsvereinbarung festgehalten werden. Die elektrischen und magnetischen Kopplungen dürfen die gesetzlichen Grenzwerte nicht überschreiten, daher ist die orthogonale Kreuzung vorteilhaft, um diese Kopplungen zu minimieren. Eine Rohrleitung, die einen gemeinsamen Korridor mit Wechselstrom-Übertragungsleitungen hat, wird durch die magnetischen und elektrischen Felder, die das Stromsystem in der Luft und im Boden umgeben, unter Spannung gesetzt. Diese Wechselstrominterferenz kann für Personen, die die Rohrleitung oder an die Rohrleitung angeschlossene Metallkonstruktionen berühren oder sich einfach nur in der Nähe aufhalten, die Gefahr eines Stromschlags mit sich bringen. Außerdem können Schäden an der Rohrleitungsbeschichtung, den Isolierflanschen, den Gleichrichtern oder sogar direkte Schäden an der Rohrlitungswand selbst auftreten.

### Frage 12:

*Ist die berücksichtigte Distanz von jeweils 30 m auf beiden Seiten der Rohrleitung für die rechtwinklige Kreuzung ausreichend?*

Laut Experten aus unseren Reihen sei die notwendige Distanz der beiden Rohrleitungen nur bei 250 Metern gegeben. 30 Meter seien nicht zu bewerkstelligen.

### 3 Weitergehende Kommentare

---

Im dritten Abschnitt wird der BWO über die konkreten Fragen des BSH hinaus Bewertungen und Kommentare zum Entwurf des FEP abgeben.

#### 3.1 Zu II., 1. Festlegungen und III., 1. Begründungen: Gebiete und Flächen

Aus Sicht des BWO ist zu begrüßen, dass das BSH die Ausschreibung und die Inbetriebnahme von Flächen für die Windenergie auf See bis zum Inbetriebnahmejahr 2037 frühzeitig festlegt. Dies schafft Planungssicherheit und gibt der Branche eine klare Ausbauperspektive.

##### i. Skaleneffekte und Akteursvielfalt in Einklang bringen

Gemäß FEP-Entwurf ist geplant, die neu festgelegten Flächen mit jeweils 2 GW installierter Leistung zu bebauen. Dies gilt auch für die neuen Flächen entlang der SN10. Aus Sicht des BWO würde mit der vorgesehenen Festlegung die Chance vertan, entweder die Akteursvielfalt zu erhöhen oder Abschattungseffekte zu reduzieren.

Den Mitgliedern des BWO ist bewusst, dass hier ein Zielkonflikt besteht. Wollte man die aus der hohen Leistungsdichte resultierenden Abschattungseffekte reduzieren, so müsste man die Bebauungsdichte auf den Flächen reduzieren. Eine Bebauung mit 1 GW pro Fläche würde Abschattungseffekte für bestehende OWP mindern und zu höheren Vollbenutzungsstunden führen. Eine solche Regelung setzt allerdings voraus, dass neue Flächen erschlossen werden können, da andernfalls die für die Dekarbonisierung des Stromversorgungssystems erforderlichen Strommengen nicht bereitgestellt werden können. Aus Sicht des BWO sollte daher erneut über die Nutzung anderweitig geplanter Flächen und die Nutzung der AWZ europäischer Nachbarländer nachgedacht werden.

Vor dem Hintergrund, dass eine solche Nutzung von anderweitigen Flächen aktuell nicht absehbar ist, befürworten die Mitglieder des BWO mehrheitlich die Bebauung der Flächen mit zweimal 1 GW. Dies würde bei gleichzeitiger Begrenzung der maximalen Zuschlagsmenge zu einer höheren Akteursvielfalt führen. Ungeachtet dessen bedarf es einer Untersuchung der zu erwartenden Abschattungseffekte und der daraus resultierenden Reduktion klimaneutralen Stroms.

Wir sprechen uns in dieser Frage dafür aus, **die im FEP festgelegten Flächen für OWP im Grundsatz jeweils mit 1 GW zu bebauen. Die bereits ausgewiesenen, aber noch nicht ausgeschriebenen Flächen sollten kurzfristig halbiert und auf Flächen für 1 GW Leistung umgeplant werden.**

**Mit dieser Maßnahme soll das Projektausfallrisiko besser abgedeckt und die Akteursvielfalt verbessert werden.** Im Falle einer Begrenzung auf 1 GW können die Kapazitäten an den Konvertern der Übertragungsnetzbetreiber weiterhin voll genutzt werden. Dann allerdings nicht mehr wie derzeit im FEP-Entwurf vorgesehen durch einen Betreiber, sondern durch zwei Betreiber.

Dieser Vorschlag gilt auch für die unmittelbar bevorstehende Ausschreibung der Flächen N-9.4 im Jahr 2025 sowie alle anderen Randflächen südöstlich der SN10. Auch die Flächen N-9.4, N-9.5, N-12.4, N-12.5 und N-10.1 sollten in jeweils 2 Flächen mit je 1 GW Erzeugungsleistung aufgeteilt werden.

### **Alternative Option: Geringere Leistungsdichten bei Flächen entlang der Schifffahrtsstraße anstreben**

Wie beschrieben halten wir die Aufteilung der Flächen N-9.4, N-9.5, N-12.4 und N-12.5 und N-10.1 in jeweils 2 Flächen mit jeweils 1 GW Leistung für die **beste Option**.

Künftige Flächenfestlegungen des BSH müssen zudem stärker als bislang den Fokus auf die Effizienz der Erzeugung und eine Sicherstellung eines betriebswirtschaftlichen Optimums der Erzeugungsanlagen richten, weil diese eine starke Rückwirkung auf die Erzeugungskosten des Offshore-Stroms haben. Diese Erwägung hätte aus unserer Sicht gewichtige Argumente für eine Mittelbebauung der SN 10 geliefert, da die Standorte der Flächen N-9.4, N-9.5, N-12.4 und N-12.5, wie sie durch den Entwurf östlich von SN10 geplant sind, den Stromertrag der angrenzenden Windparks reduzieren und damit die Wirtschaftlichkeit der Offshore-Windparks beeinträchtigen.

Unter dem Aspekt der Flächeneffizienz halten wir auch eine Bebauung der beiden Flächen N-9.4 und N-9.5 sowie der Flächen N-12.4 und N-12.5 mit jeweils 1 GW für immer noch besser als die aktuellen Flächenausweisung des BSH.

Dies würde – wie in der Ad-Hoc Analyse des Fraunhofer-IWES für das BSH<sup>2</sup> beschrieben – zu geringeren Leistungsdichten und somit höheren Volllaststunden auf den genannten Flächen führen. Diese Effekte gehen – im Vergleich zu einer Bebauung mit jeweils 2 GW – mit geringeren Verschattungseffekten auf die dahinter gelegenen Flächen (N-9.1; N-9.2; N-9.3) einher. Sie würden von Ertragsgewinnen von 10 % im Falle der Fläche N-9.2, und von 3 bis 5 % in den Flächen N-9.1 und N-9.3 profitieren. Die Erträge der Parks in den Flächen im „Windschatten“ sinken also im Umkehrschluss im Falle einer Bebauung mit jeweils 2 GW erheblich.

Im Falle einer Ausweisung der beiden Flächen mit jeweils 1 GW müsste das BSH selbstverständlich zusätzliche Flächen identifizieren, um die Flächenziele des Windenergie-auf-See-Gesetzes sicher zu erreichen.

#### **ii. Erzeugungseffizienz bzw. betriebswirtschaftliches Optimum der Erzeugung durch zeitliche Optimierungen der Installationen anstreben**

Die immer mehr an Bedeutung gewinnenden Abschattungseffekte in den OWPs sollten stärker in den Blick genommen werden. Ziel sollte sein, durch weniger Abschattungseffekte in der Gesamtbilanz aller betrachteten Flächen höhere Stromerträge zu erzielen.

Angestrebt werden sollte daher – aus einer volkswirtschaftlichen wie aus einer betriebswirtschaftlichen Perspektive – die Flächen N-9.4 und N-9.5 sowie N-12.4 und N-12.5 erst später zu bebauen. Damit ließe sich in den Gebieten N-9, N-11 und N-12 ein deutlich höherer Stromertrag erzielen, da die im derzeitigen Flächenszenario zu erwartende Abschattung und damit die

---

<sup>2</sup> Ad-Hoc Analyse: Ertragsmodellierung der Ausbauszenarien 16 bis 21, Fh IWES 2024 im Auftrag des BSH, S. 13



Ertragseinbußen erst zeitlich verzögert entstehen würden. Durch eine solche **Optimierung der Ausschreibungsreihenfolge** ließe sich also der Gesamtertrag über die Betriebszeit der OWPs erhöhen. Dieser Vorschlag rückt die gesetzlich verankerte Flächen- und Kosteneffizienz in den Mittelpunkt.

Der dringendste Handlungs- bzw. Prüfungsbedarf besteht hinsichtlich der Ausschreibung und der Inbetriebnahme von N-9.4 und N-9.5. Die Fläche N-9.4 soll gemäß des FEP-Entwurfes im Jahr 2032 in Betrieb genommen werden, die Inbetriebnahme von N-9.5. im Jahr 2035 erfolgen.

Um die erheblichen Verschattungseffekte über die Zeitschiene zu reduzieren, schlagen wir vor, die Inbetriebnahme zumindest von N-9.4 und der Fläche N-9.5 sowie der Flächen N-12.4 und N-12.5 auf den Zeitraum nach 2040 zu verschieben. Die Flächen nordwestlich der SN10 (N-14, N-16, N-17, etc.) sind dann bereits für eine Inbetriebnahme ab 2032 vorzusehen. Die Entwicklung und Bebauung dieser Flächen sollten vorgezogen werden. Zumindest für die Fläche N-9.5, die erst 2028 ausgeschrieben wird, sollte diesbezüglich eine ernsthafte Prüfung erfolgen.

**Wir bitten daher das BSH, sich konkret zu dem Vorschlag zu äußern, dessen Prüfung in der Anhörung im Herbst 2023 zugesagt wurde. Um die Transparenz des Verfahrens zu erhöhen, empfehlen wir dringend, die Abwägungsgründe, die für oder gegen eine Annahme sprechen, offen darzulegen.**

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.

### iii. **Nachnutzung - Vorfestlegungen gegen den Weiterbetrieb alter OWPs vermeiden**

Erstmalig stellt dieser Entwurf des FEP konkrete Gebiete zur Nachnutzung fest. Wir begrüßen, dass das BSH für eine verbesserte Planungssicherheit das Thema auf die Tagesordnung setzt. Wir weisen darauf hin, dass zwischen der Festlegung im Kapitel III Ziff. 1 FEP-Entwurf 2024 und der Begründung zu dem entsprechenden Kapitel ein entscheidender sprachlicher Unterschied gemacht wird. So wird in der Festlegung die Gebiete N-4 und N-5 *„in teilweise geänderter Zuschnitt für eine zukünftige Nachnutzung **festgelegt**“* (S.2) während in der Begründung eine Konsultation in Aussicht gestellt wird.

Konkret heißt es hier: *„Die Windparks der Gebiete N-4 und N-5 gehören voraussichtlich zu den ersten, die außer Betrieb gehen. Daher wird im Rahmen der aktuellen Fortschreibung des FEP eine Nachnutzung der Gebiete N-4 und N-5 **konsultiert**, um so Planungssicherheit für die zukünftige Nutzung dieser Gebiete zu schaffen. Auch vor dem Hintergrund der Erhöhung der Ausbauziele für Windenergie auf See auf insgesamt mindestens 70 GW im Jahr 2045 erscheint eine **weitere Prüfung der Nachnutzung der Gebiete N-4 und N-5 erforderlich**, [...] (S. 49).*

Eine Konsultation unterscheidet sich in den Auswirkungen maßgeblich von einer Festlegung. Daher wünschen wir uns vom BSH diesbezüglich **eine Klarstellung** darüber, wie weit diese Flächen bereits im Entscheidungsprozess beim BSH für die Nachnutzung berücksichtigt worden sind. Eine Konsultation über die Festlegung der Gebiete würden wir sehr begrüßen und uns diesbezüglich beteiligen. Denn hier ergeben sich aus unserer Sicht vor allem im Hinblick auf „Dan Tysk“ noch Unklarheiten:

1. Der OWP „Dan Tysk“ befindet sich nicht auf der neu eingezeichneten Fläche für N-5 und wird auch ansonsten nicht als konkrete Fläche für eine Nachnutzung benannt. Dementsprechend betonen wir, dass wenn auf einer Fläche keine konkrete direkte Nachnutzung vorgesehen ist, auch die Möglichkeit zum Weiterbetrieb des OWPs nicht berührt wird, wenn dieser technisch und wirtschaftlich nach Prüfungen zu einem Weiterbetrieb in der Lage ist. Teilen Sie diese Auffassung?

Der BWO fordert in diesem Sinne **bestehende Genehmigungen von OWPs nicht durch eine Nachnutzungsplanung im FEP nachträglich zu verkürzen**. Im Sinne der besten Auslastung der bereits vorhandenen Energieinfrastruktur sprechen wir uns für eine Ermöglichung des Weiterbetriebs vorhandener OWPs über die 25 Jahre Nutzungsdauer wie in § 69 WindSeeG Abs. VII aus. Die technische Lebensdauer der OWPs übersteigt die 25 Jahre Nutzungsdauer des WindSeeG deutlich (mindestens 10 Jahre). Daher wäre ein Weiterbetrieb vor allem im Hinblick auf die noch unklare konkrete Rückbaudauer aufgrund mangelnder Erfahrungswerte ein möglicher Schritt, die Energieversorgungssicherheit zu verbessern.

### 3.2 Zu II. 2. Beschleunigungsflächen:

Der BWO hatte unter anderem im Rahmen der öffentlichen Anhörung des Ausschusses für Klimaschutz und Energie des Deutschen Bundestages am 05. Juni 2024 als Sachverständiger zur Umsetzung der EU-Erneuerbaren-Richtlinie (RED III) in den Bereichen Windenergie auf See und Stromnetze eine Stellungnahme veröffentlicht ([Ausschussdrucksache 20\(25\)632](#)). Der BWO plädiert dafür, eine optionale Umweltverträglichkeitsprüfung zu ermöglichen und gesetzgeberische Änderungen während laufender Ausschreibungen grundsätzlich zu vermeiden. In den Punkten 2.1 und 2.2 der verlinkten [Ausschussdrucksache 20\(25\)632](#) werden die zentralen Handlungsempfehlungen erläutert.

Auf Seite 9 des informatorisch zur Verfügung gestellten Änderungsdokumentes steht unter II., 2.2. der Satz „Für diese Beschleunigungsflächen werden die Minderungsmaßnahmen A-S festgelegt. Die Maßnahmen sind Kapitel 5.2 des Anhangs zu entnehmen.“ Dieser Satz fehlt in der offiziellen FEP-Entwurfssfassung. Der BWO bittet dringend um Klarstellung, ob dieser Satz nun im FEP aufgenommen werden soll oder nicht.

In **Kapitel II. 5.1** wird festgelegt, dass die zentrale Voruntersuchung von Flächen außerhalb von im FEP nach **§ 5 Abs. 2b WindSeeG-E** festgelegten Beschleunigungsflächen stattfindet. Dies ist, insoweit zutreffend, in **§ 9 Abs. 1 S. 1 WindSeeG-E** geregelt. Tatsächlich ist es so, dass es aufgrund des neu eingeführten **§ 8a WindSeeG 2023** nachträglich umgewidmete Beschleunigungsflächen gibt, die bereits zentral voruntersucht sind. Die Angaben im Entwurf sind nicht falsch, sofern sie Beschleunigungsflächen betreffen, die durch den FEP 2024 erstmalig als solche festgelegt werden. Zur Verdeutlichung der unterschiedlichen Regime empfiehlt der BWO einen informatorischen Hinweis, dass es aufgrund des **§ 8a WindSeeG 2023** Flächen gibt, die zentral voruntersucht und trotzdem Beschleunigungsflächen sind, sinnvoll. Eine solcher informatorischer Hinweis wurde auch schon unter **II. 2.2** geleistet

### 3.3 Zu II., 6.2 Schnittstellen zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträgern

In unserer Stellungnahme von November zum Vorentwurf 2024 haben wir eine Festlegung auf den **neuen technischen Standard zur Innerparkverkabelung von 132kV** begrüßt. Wir bewerten ebenfalls positiv, dass mit diesem Entwurf des FEP eine konkrete Datumsfestlegung (ab Inbetriebnahme 2032) erfolgt. Dies ist eine wichtige Änderung, um den Kabelbedarf, den Eingriff in die Meeresumwelt und die Stromverluste in Kabeln zu reduzieren.

Wir betonen dennoch, dass aktuell in der Wertschöpfungskette noch keine Anlagen für den Betrieb mit 132kV vorhanden sind. Aus diesem Grund sprechen wir uns gegen eine zeitliche Beschleunigung des Rollouts aus. Den Entwicklern auch noch um 2032 die Möglichkeit der Nutzung von 66kV-Kabeln zu ermöglichen, würden wir begrüßen. Diese Flexibilisierung bei der Handhabung des Standards könnte unserer Ansicht nach Entlastung in der Wertschöpfungskette ermöglichen.

### 3.4 Zu II., 6.13 Standardisierte Technikgrundsätze: Möglichkeiten der Abweichung

Wir begrüßen, dass eine Möglichkeit besteht, auch von Technikgrundsätzen abzuweichen. Wir verstehen, dass dieser Fall die Ausnahme bleiben soll, sehen gleichzeitig aber auch die Notwendigkeit von Einzelfallentscheidungen. Diese Möglichkeit wird hier nun genehmigungsrechtlich hinterlegt. Auch der Wortlaut „insbesondere“ ist enorm wichtig, da hier ein Beispielfall aufgezeigt wird, aber andere Fälle nicht „per se“ ausgeschlossen werden.

### 3.5 Zu II., 7 Planungsgrundsätze

Der BWO begrüßt, dass bei allen Planungsgrundsätzen das überragende öffentliche Interesse an der Errichtung von WEA und ONAS und deren Bedeutung für die öffentliche Sicherheit und Gesundheit nach **§ 1 Abs. 3 WindSeeG 2023** im Rahmen der Abwägungsentscheidungen zu berücksichtigen ist.

### 3.6 Zu II., 7.1.3 Vermeidung und Verminderung von Emissionen

Wir begrüßen in **Kapitel 7.1.3 im Absatz (g)** die Änderung, wonach bei Schadensfällen nicht „je-derzeit unmittelbar“ einzugreifen ist, sondern „schnellstmöglich Maßnahmen“ zu ergreifen sind. Offshore-Windparks sind nicht permanent mit Personal vor Ort besetzt. Gleichwohl werden Überwachungsmaßnahmen (online) sichergestellt.

### 3.7 Zu II., 7.1.4 und III., 7.1.4 Schallschutz bei der Gründung und dem Betrieb von Anlagen

In den Ausführungen unter **Kapitel 7.1.4** weisen wir auf uneinheitliche Formulierungen hin, wonach entweder „von Stand der Technik“ oder „von Stand der Wissenschaft und Technik“ die Rede ist (vgl. **Kapitel 7.1.4 die Absätze (a), (b) und (f)**). Hier sollte einheitlich „Stand der Technik“ Anwendung finden.

Wir begrüßen, dass im Flächenentwicklungsplan einzelne Änderungen bzw. Ergänzungen vorgenommen werden, die bereits in der Praxis etabliert sind. Dazu gehören beispielsweise, dass

bei schallintensiven Rammarbeiten zu vermeiden ist, dass bereits mit Beginn der Rammarbeiten der höchstmögliche Schallertrag erfolgt (soft start) (gem. **Kapitel 7.1.4 Absatz (c)**) oder dass das Schallschutzkonzept eines konkreten Vorhabens dem BSH mindestens 12 Monate vor Baubeginn vorzulegen ist (gem. **Kapitel 7.1.4 Absatz (e)**).

Hinsichtlich der Formulierung in **Kapitel 7.1.4 Absatz (e)** regen wir an, dass das Schallschutzkonzept eines konkreten Vorhabens dem BSH mindestens 12 Monate vor Baubeginn vorgelegt werden „soll“ (statt vorzulegen „ist“), falls es zu Verzögerungen in Einzelprojekten kommt.

Nach **Kapitel 7.1.4 Absatz (g)** haben die Träger des Vorhabens zur Vermeidung bzw. Verminderung erheblicher kumulativer Auswirkungen und zur Einhaltung der Vorgaben des Konzepts für den Schallschutz der Schweinswale vor Schallbelastungen bei der Errichtung von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee (kurz: Schallschutzkonzept des BMU (BMU, 2013)) ihre Baustellenaktivitäten unter Berücksichtigung der projektspezifischen Rahmenbedingungen mit weiteren zeitgleich in der Errichtung befindlichen Vorhaben anderer Vorhabenträger derart zu koordinieren, dass die schallintensiven Bautätigkeiten nach Möglichkeit nicht in einem zeitlichen und räumlichen Zusammenhang stattfinden. Soweit erforderlich, kann eine zeitliche und räumliche Gesamtkoordination der Rammarbeiten im Rahmen des nachgeordneten Zulassungsverfahrens angeordnet werden.

Wir weisen darauf hin, dass parallele Bautätigkeiten mit Blick auf die Ausbauziele weiterhin möglich bleiben müssen. Parallele Rammarbeiten wären nur dann zu vermeiden, wenn die Einhaltung der Vorgaben des BMU-Schallschutzkonzepts hierdurch nicht erreicht werden würden, wie z.B. hinsichtlich der „Verschallung“ der AWZ von 10 Prozent bzw. des Hauptverbreitungsgebiets in der sensiblen Zeit von Mai bis August von 1 Prozent. In diesem Zusammenhang empfehlen wir, dass die Koordinierung gemäß den Vorgaben des BMU Schallschutzkonzeptes im Vollzug zu klären ist.

In der **Begründung zu Kapitel 7.1.4** hinsichtlich **des Schallschutzes bei der Gründung und dem Betrieb von Anlagen** wird angeführt, dass die Weiterentwicklung von geräuscharmen Installationsverfahren angeregt werden soll. Weiter heißt es, dass dabei das jeweils beste verfügbare Verfahren oder eine Kombination mit besten verfügbaren Verfahren nach Stand der Wissenschaft und Technik zur Verminderung des Eintrags von Unterwasserschall zur Einhaltung geltender Lärmschutzwerte während der Installation von Gründungspfählen zu verwenden ist. Diese möglichen Verfahren umfassen, insbesondere große Blasenschleier, Hüllrohr, Hydro-schalldämpfer, Einschränkung der Rammenergie oder optimiertes Rammverfahren mit Echtzeit-Überwachung.

Wir merken an, dass der Einsatz neuer Systeme regelmäßig in den Zulassungsverfahren unter Verweis auf fehlende großskalige Offshore-Tests wirksam unterbunden wird. Daher empfehlen wir, dass großskalige Offshore-Tests zu einer Angelegenheit von überragendem öffentlichem Interesse erklärt werden und eine entsprechende Förderung erfahren, um derartige Tests im Rahmen eines Offshore-Windprojekts umzusetzen. Die Finanzierung könne aus Mitteln der Auktionseinnahmen unterstützt werden. Die Erprobung von (neuartigen) Technologien, auch beispielsweise alternativer Installationshämmer, Schallschutzsysteme oder Vibrationsgeräte,

solle zeitnah und effizient im Rahmen nationaler Forschungsvorhaben durchgeführt werden. Das fördere die Vielfalt der Anbieter.

In der **Begründung** zu **Kapitel 7.1.4** wird mit Bezug zum **Entwurf des Schallschutzkonzepts** betont, dass der Entwurf dem BSH so rechtzeitig vorgelegt werden muss, dass eine Prüfung und erforderlichenfalls Anpassung der Planungen möglich sein sollen, bevor die schallintensiven Arbeiten und das Schallminderungssystem in Auftrag gegeben werden. In diesem FEP-Entwurf wird hierzu ergänzt, dass es dringend empfohlen wird, das Schallschutzkonzept vor Abschluss der entsprechenden Verträge einzureichen.

Wir bitten in diesem Zusammenhang ausdrücklich darum, dass dementsprechend vonseiten der Behörde klarzustellen ist, in welchen zeitlichen Abläufen und Fristen bei entsprechend früh- bzw. rechtzeitiger Vorlage eines Entwurfs des Schallschutzkonzepts eine verbindliche bzw. belastbare Rückmeldung und Bestätigung erwartet werden darf. Es gilt zu vermeiden, dass Entwickler wenige Wochen oder gar Tage vor Beginn der Rammarbeiten, Auflagen, Änderungswünsche und Nachfragen der Behörden erhalten, die schon Monate oder gar Jahre im Voraus eingereicht wurden.

In der **Begründung** zu **Kapitel 7.1.4** wird hinsichtlich der **umweltverträglichsten Arbeitsmethode** erläutert, dass eine Einschränkung des Gebots im Rahmen der Ausschreibung der jeweiligen Fläche hinsichtlich der Fundamentart nicht erfolgen soll. Weiter heißt es, dass nach dem Stand der Technik eine etablierte Arbeitsmethode anzuwenden ist, die nach den vorgefundenen Umständen so geräuscharm wie möglich ist.

Wir bitten um Erläuterung, wie der Hinweis auf das Gebot im Rahmen der Flächenauktion zu verstehen sein soll. Relevant ist lediglich die Aussage, dass die nach dem Stand der Technik für die jeweiligen Standortbedingungen etablierte, anwendbare geräuscharmste Methode eingesetzt werden soll. Hierbei muss verstanden sein, dass es sich um eine zum Zeitpunkt der relevanten Planung und Genehmigungsbeantragung für das Planfeststellungsverfahren etablierte Methode handeln muss. Denn solche, die erst noch erprobt werden, und ggf. zum Zeitpunkt der tatsächlichen Baumaßnahmen dann ausgereift sind, können nicht als etabliert betrachtet werden, wenn man sich mit entsprechendem Vorlauf in der Planung entscheiden muss. Wir empfehlen, den Hinweis auf das Gebotsverfahren zu streichen – oder aber eindeutig zu formulieren, welchen Zweck die Aussage erfüllen soll.

### 3.8 Zu II., 7.1.5. Minimierung von Kolk- und Kabelschutzmaßnahmen

Wir nehmen zur Kenntnis, dass u.a. auch in **Kapitel 7.1.5** Änderungen bzw. Ergänzungen vorgenommen wurden, so beispielsweise in den **Absätzen (b)** hinsichtlich Kreuzungsbauwerke und **(c)** hinsichtlich Rockbags, die bereits den bekannten Vorgaben des Planfeststellungsbeschlusses entsprechen bzw. gängige Praxis sind.

Wir begrüßen die Änderung in **Kapitel 7.1.5 Absatz (c)**, dass der Einsatz von aus Kunststoffen bestehenden CPS (Cable Protection Systems, Kabelschutzsysteme) unbedingt auf das

notwendige Maß zu beschränken ist – insbesondere soweit diese offen auf dem Sediment aufliegen oder sich in der Wassersäule befinden.

### 3.9 Zu II., 7.1.6. Vogelkollisionsmonitoring

Der BWO begrüßt weiterhin die Festlegungen in **Kapitel 7.1.6**, 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.

Der BWO führt in diesem Zusammenhang voran, dass es aus unserer Sicht noch keinen etablierten Stand der Technik gibt. Zum Anlass vergangener FEP-Stellungnahmen hatte der BWO deshalb bereits am 13.06.2023 diese Information mit einem Brief an das BSH begründet. Bei der jeweiligen Konfiguration des Kollisionsmonitorings ist es daher richtig, die formulierten Anforderungen unter den Vorbehalt des Stands der Technik zu stellen.

Im **§ 77 Absatz 3 Satz 1 WindSeeG** wird festgelegt, dass während der Bauphase und während der ersten zehn Jahre des Betriebs der Anlagen ein Monitoring zu den bau- und betriebsbedingten Auswirkungen der Anlagen auf die Meeresumwelt durchzuführen ist [...]. Der neue FEP-Entwurf fügt in seinen Ausführungen in **Kapitel 7.1.6** explizit hinzu, dass das Vogelkollisionsmonitoring im Rahmen des Betriebsmonitorings grundsätzlich mit einem Zeitraum von zehn Jahren zu planen ist.

In manchen zurückliegenden Genehmigungen wird das Vogelkollisionsmonitoring lediglich für einige Jahre angeordnet. Derzeit fehlt eine fachliche Einschätzung, ob nicht wie bei anderen Untersuchungen im Rahmen des Betriebsmonitorings nach StUK4 (Standard Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt) ein Untersuchungszeitraum von 5 Jahren ausreichend wäre. In diesem Zusammenhang erachtet es der BWO als sinnvoll, dass die Monitoringmaßnahmen eingestellt werden sollten, insofern es die Datenlage zulässt und ein erhöhtes Kollisionsrisiko nicht festgestellt werden kann. Die Länge der Untersuchungszeitreihen könnte z.B. vom zusätzlichen Erkenntnisgewinn und nicht durch starre Fristen bestimmt werden. Wir bitten um eine Klarstellung, wie sich die tatsächliche Dauer des Vogelkollisionsmonitorings definieren ließe. Eine pauschale Laufzeit von 10 Jahren sehen wir nicht als zielführend an.

### 3.10 Zu II., 7.1.7. Sedimenterwärmung

In **Kapitel 7.1.7** ist die Erbringung eines Nachweises über die zu erwartende maximale Sedimenterwärmung bzw. die Einhaltung des 2 K-Kriteriums im Rahmen des Einzelzulassungsverfahrens unter Berücksichtigung des erwarteten Betriebsmodus des Seekabel von einer „Soll“ zu einer „Ist“-Formulierung geändert worden. In **Kapitel 7.1.7** weisen wir darauf hin, dass eine 2K-(Vor-)Studie bereits Bestandteil der Antragsunterlagen bzw. der Genehmigungspraxis ist und diese Anpassung begrüßt wird. Wichtig ist, dass es hier um die erwartete Erwärmung und

nicht um einen Nachweis der Einhaltung handelt, da hierzu unseres Erachtens noch kein etablierter Stand der Technik vorhanden ist.

### 3.11 Zu II., 7.1.8. Verkehrslogistikkonzept

In **Kapitel 7.1.8** machen wir darauf aufmerksam, dass auf das Schutzgut Seetaucher Bezug genommen werden sollte und die sensiblen Zeiträume auf den Seetaucher eingegrenzt werden sollten. In einzelnen Projekten wird ein Verkehrslogistikkonzept mit Bezug auf den Seetaucher bereits gefordert (siehe z.B. Planfeststellungsbeschluss Kaskasi II).

Nichtsdestotrotz stellen die Erstellung und Einhaltung eines solchen Verkehrslogistikkonzeptes einen erheblichen Eingriff in die bisherigen Betriebsabläufe innerhalb der OWPs dar. Die Flexibilität beim Service-Einsatz ist für die Betriebsabläufe von entscheidender Bedeutung. Die Wetterabhängigkeit im Service ist ein entscheidender Faktor für schnellstmögliche Überprüfungen und Reparaturtätigkeiten innerhalb der OWPs.

Wir empfehlen, dass bereits bestehende OWPs einen Bestandsschutz erhalten, damit der Betrieb der OWPs mit den bisherigen Mitteln aufrechterhalten werden kann.

Bei neueren Windparks könnten optimierte Betriebskonzepte, insbesondere für den Regelbetrieb, betrachtet werden. Es ist jedoch darauf zu achten, dass keine unzumutbaren Belastungen entstehen und bestimmte Wartungskonzepte/Einsatzfahrzeuge ausgeschlossen werden. Zur Gewährleistung eines sicheren Betriebs bedarf es einer gewissen Flexibilität, um auf technische Probleme, Wetterverhältnisse oder auch Verfügbarkeiten von Schiffen und Dienstleistern angemessen reagieren zu können. Eine Beschränkung könne sich gar dahingehend auswirken, dass zu anderen Zeiten mehr Schiffsverkehr erforderlich werden würde.

Für bestehende und zukünftige Verkehrslogistikkonzepte sollte sich deshalb auf Seetaucher als Zielart konzentriert werden. Das Verkehrslogistikkonzept sollte auf Grundlage wissenschaftlicher Erkenntnisse erstellt werden. In gegenwärtigen Veröffentlichungen wird u.a. ein Meideverhalten des Seetauchers durch Schiffsverkehr beschrieben. Häufigkeit und Geschwindigkeit der Schiffbewegungen wurden dabei als wesentliche Einflussgrößen identifiziert. So wird eine vermehrte und andauernde Scheuchwirkung ab einer Geschwindigkeit von 40 km/h (ca. 21,6 kn) beobachtet (Burger et al., 2019).<sup>3</sup>

Zudem sollte beachtet werden, dass eine Abwägung zwischen der Häufigkeit von CTV-Einsätzen und potenzieller Geschwindigkeitsbeschränkungen der An- und Abfahrtszeiten erfolgen sollte, denn es kann durch die potenzielle Festlegung einer Höchstgeschwindigkeit von CTVs zu längeren Einsatzzeiten bzw. zu einer Steigerung der Einsatztage kommen. Weiterhin sollte bei der Festlegung einer Höchstgeschwindigkeit Ausnahmen für die HSE-Anforderungen oder konkret in Notfällen möglich sein.

---

<sup>3</sup> Burger, Claudia/Alexander Schubert. Stefan Heinänen/Monika Dorsch/Birgit Kleinschmidt/Ramunas Zydelis/Julius Morkunas/Petra Quillfeldt/Georg Nehls. 2019. "A novel approach for assessing effects of ship traffic on distributions and movements of seabirds." *Journal of Environmental Management* Vol. 251

### 3.12 Zu II., 7.2. Keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs

Die Einfügung des Zusatzes „Die bauliche Anlage muss **nach dem Stand der Technik** in einer Weise konstruiert sein und errichtet werden, dass im Fall der Schiffskollision der Schiffskörper so wenig wie möglich beschädigt wird und **die Anlage nicht auf das Schiff stürzt**; dies schließt die bei Errichtung und Betrieb eingesetzten Arbeitsfahrzeuge mit ein“ (**Kapitel 7.2 S. 30**) sehen unsere Mitglieder sehr kritisch. Diese Ergänzung stellt neue zusätzliche Anforderungen an die Konstruktion der OWEAs, die so im aktuellen „Standard Konstruktion - Mindestanforderungen an die konstruktive Ausführung von Offshore-Bauwerken in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) – Anhang 1 Schiffskörperhaltende Tragstruktur für Offshore-WEA und Offshore-Stationen“ nicht abgedeckt werden.

Eine begutachtete Absicherung gegen ein solches Szenario bedürfte konkreteren Anforderungen, die im Rahmen des „Standard Konstruktion“ integriert werden müssten. Auch der aktuelle Konsultationsentwurf zum „Standard Konstruktion“ von Anfang Juli 2024 trifft hierzu ebenfalls keine Ausführungen. Wir bewerten die aktuellen Vorkehrungen zur „Schiffskörperhaltenden Tragstruktur für Offshore-WEA und Offshore-Stationen“ als ausreichend an. Daher plädieren wir für eine Streichung dieses Zusatzes.

### 3.13 Zu II., 7.3 Luftverkehrssicherheit

Wir sprechen uns **gegen eine Begrenzung der maximalen Höhe von Windturbinen** aus. Im vorangegangenen Vorentwurf des FEP 2024 war dafür der Satz „Eine Beschränkung der Höhe von WEA ist damit nicht verbunden (**Kapitel 7.3, S. 91 im Änderungsmodus**)“ integriert. Wir wenden uns daher gegen eine Streichung dieses Satzes. Eine Begrenzung der maximalen Höhe würde die Innovationsentwicklung der Turbinenhersteller einschränken, was entgegen der möglichst effizienten und leistungsstarken Ausnutzung der Fläche stehen würde.

Der „Standard Offshore Luftfahrt | Für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone“ (SOLF) schließt bestehende Regelungslücken bezüglich der luftfahrtinfrastrukturellen Belange in der AWZ. In **Absatz 4.1 „Sicherheit und Leichtigkeit des Luftverkehrs“** wird ebenfalls keine Entscheidung bezüglich der maximalen Höhe von Windenergieanlagen getroffen.

Unter **4.1.3.1 Dauerhafte Hindernisse** wird nur eine Höhe, ab der weitere Schritte zur Zulassung notwendig sind, benannt:

*„Die Errichtung dauerhafter Hindernisse, die eine Gesamthöhe **von mehr als 100 Metern** über Seekartennull (gegründete Hindernisse) oder der Wasseroberfläche (schwimmende ortsfeste Hindernisse) überschreiten, bedarf der Zustimmung der obersten Luftfahrtbehörde (BMDV).“*

Bei der Überschreitung dieser Maßgabe von 100 Metern wird ein Antrag auf Zulassung notwendig. Wie in **4.1.3.1.1** spezifiziert:

*„Der Antrag auf Durchführung eines Zulassungsverfahrens zur Errichtung und zum Betrieb von Offshore-Bauwerken, die unter die Bestimmungen des WindSeeG oder SeeAnIG fallen, eine Gesamthöhe von mehr als 100 Metern über Seekartennull (gegründete Hindernisse) oder der Wasseroberfläche (schwimmende ortsfeste Hindernisse) erreichen und nicht nur*



*zu einem kurzfristigen Zweck vor Ort verbleiben werden, müssen zur Berücksichtigung der Luftfahrtbelange ein aeronautisches Kennzeichnungskonzept [...] sowie Anforderungen an die Anzeige der geplanten Errichtung von Luftfahrthindernissen.“*

Daher sehen wir keine Notwendigkeit im Sinne der Flugsicherheit diese zusätzliche Einschränkung zur Entwicklung der Windenergieanlagenhöhe zu integrieren.

Zusätzlich würden wir es begrüßen, Informationen zu den laufenden Verfahren beim zuständigen niederländischen Verkehrsministerium zu erhalten, insbesondere um welche Anpassungen es genau im Bereich der Luftverkehrssicherheit sowie den Zeitrahmen einer Entscheidung geht.

Bei der Festlegung:

*„Sofern flugsicherheitstechnisch vertretbar, sollen Hindernisbegrenzungsflächen und -sektoren von Hubschrauberlandedecks so geplant werden, dass Flächen oder sonstige Energiegewinnungsbereiche Dritter so wenig wie möglich beeinträchtigt werden“,*

würden wir um Präzisierung bitten, ob dies auch für aktuell noch nicht vergebene oder nicht bebaute Flächen gelten soll.

### 3.14 Zu II., 7.5 und III., 7.5 Beseitigung der Einrichtungen

Im „Standard Konstruktion“ wird im Rahmen der Konstruktionsbewertung von den Entwicklern ein geprüftes Rückbaukonzept integriert. In dem dabei integrierten Rückbauhandbuch werden nachvollziehbare und plausible Darstellung der Vorgänge mit den technischen Randbedingungen erläutert. Im „Standard Konstruktion“ heißt es dazu: *„Die detaillierte Ausführungsplanung für die Durchführung der Rückbauarbeiten obliegt dem Genehmigungsinhaber in Zusammenarbeit mit dem Durchführenden unter der Berücksichtigung der gesetzlichen Vorschriften und der Prüfung durch den Prüfbeauftragten“* (S. 63). Daran angelehnt plädieren wir dafür, die von den OWP-Betreibern in ihren Rückbauhandbüchern und von Prüfbeauftragten und BSH genehmigten Handhabung zur Wiederherstellung der Fläche als den Prozess zur Wiederherstellung einer Nachnutzung zu kennzeichnen.

Die konkret in **§ 80 Abs. 2 WindSeeG** festgelegte Rückbaudauer von 12 Monaten können wir mit unserer bisherigen Erfahrung aus der Praxis nicht gewährleisten. Wir plädieren für eine Rückbaudauer von bis zu 36 Monaten. Der Rückbau soll ebenso wie der Bau und der Betrieb möglichst nachhaltig und ohne Gefahr für Mensch und Umwelt von statten gehen. Dies lässt sich leichter bei einer längeren Rückbauphase gewährleisten. Ein Rückbau sollte dabei entkoppelt von einem Neubau stattfinden und keine Parallelität der beiden Prozesse angestrebt werden.

Der aktuelle Entwurf verweist zu den Anforderungen jedoch auf den Raumordnungsplan (ROP), dessen Zielsetzung beim Rückbau die Interpretation eines vollständigen Rückbaus der Anlagen zulässt.

In der **Begründung zu 2.2.1 im ROP** „Allgemeine Erfordernisse für wirtschaftliche Nutzungen | Ziele und Grundsätze“ heißt es: *„Nach Ende der Nutzung sind feste Anlagen zurückzubauen.“*

*Abweichende gesetzliche Regelungen bleiben unberührt.“ Dies widerspricht aktuellen Genehmigungen von OWP-Betreibern zu den Rückbauverpflichtungen und der vorangegangenen Regelung im FEP 2023.*

Im vorangegangenen FEP 2023 wird zur **Begründung** in 6.1.5 Rückbaupflicht und Sicherheitsleistung folgende Voraussetzung für den Rückbau definiert:

*„Ob eine vollständige Entfernung der Fundamente zu erfolgen hat, ist zum Zeitpunkt des Rückbaus zu prüfen. Dabei ist auf den dann geltenden Stand von Wissenschaft und Technik abzustellen und es ist insbesondere zu betrachten, inwieweit eine Entfernung aus Gründen einer effizienten Nachnutzung erforderlich bzw. geboten ist. Jedoch muss der Rückbau in der Regel **mindestens** so weit erfolgen, dass **die Oberkante des verbleibenden Fundaments dauerhaft unterhalb der beweglichen Sedimentunterkante und unterhalb des Eingriffsbereichs von Fischereigeräten** liegt.“*

Den neuen Entwurf sehen wir vor allem im Hinblick auf die neu aufgenommene Übergangsregelung (V.) problematisch, denn danach würde sich die Anforderung eines vollständigen Rückbaus bzw. eines Zielabweichungsverfahrens mit unsicherem Ausgang auch auf bereits zugelassene Offshore-Bauwerke und deren Nebeneinrichtungen erstrecken. Hier sollte dringend eine Regelung zum Bestandsschutz bereits zugelassener Offshore-Bauwerke implementiert werden. Deren Genehmigungen sehen in der Regel einen Rückbau von Fundamenten nach Ende Laufzeit entsprechend dem Stand der Technik, mindestens aber eine Abtrennung so tief unter Oberkante Meeresboden vor, dass der im Boden verbleibende Teil auch nach möglichen Sedimentumlagerungen keine Gefahr für Schifffahrt und Fischereifahrzeuge darstellt. Aus unserer Sicht ist es wichtig sicherzustellen, dass die Industrie die Flexibilität hat, die besten Techniken zum Rückbau zu entwickeln und verschiedene Methoden und Werkzeuge zu testen, ohne jedoch den vollständigen Rückbau zu erzwingen.

Daher plädieren wir für eine **Streichung des Satzes**: *„Das Ziel 2.2.1 (2) des ROP 2021 legt fest, dass feste Anlagen nach Ende der Nutzung zurückzubauen sind.“*

Bezüglich der Festlegung unter 7.5 (b): *„Nach einem Rückbau soll nach Möglichkeit eine Wiederverwendung der beseitigten Komponenten vor einem Recycling und dieses vor einer sonstigen, insbesondere energetischen Verwertung angestrebt werden oder ansonsten deren – nachweislich – ordnungsgemäße Beseitigung an Land umgesetzt werden“* sehen wir insbesondere den Begriff der Wiederverwendung als schwierig umsetzbar an. Eine Wiederverwendung der Komponenten der Anlage im Sinne der ursprünglichen Nutzung sehen wir als nicht realistisch an. Bei Rotorblättern beispielsweise ist durch die intensive Nutzung im Laufe des Betriebes über mehrere Jahre, sowie technische Neuerungen der Windturbinenhersteller eine Wiederverwendung der Rotorblätter schwer realisierbar. Daher plädieren wir für eine Streichung dieses Satzes.

### 3.15 Zu II., 7.6 Ermittlung und Berücksichtigung von Objekten

In Unterpunkt (b) sieht der FEP-Entwurf für den Fall von Fundmunition auf der Fläche vor, dass gem. den Hinweisen des BSH „UXO-Survey und Vorgehen bei Auffinden von Fundmunition im

Bereich der deutschen AWZ der Nord- und Ostsee“ zu verfahren ist. Insbesondere sind die darin genannten Meldepflichten einzuhalten und Maßnahmen durchzuführen. Die Tatsache, dass dem OWP-Betreiber mit dem Merkblatt eine Hilfestellung angeboten wird, ist begrüßenswert. Allerdings weisen wir darauf hin, dass dieses Merkblatt in der praktischen Anwendung in der Vergangenheit zu vielen Fragen und Unklarheiten geführt hat. Als Beispiel ist anzuführen, dass das Bundesamt für Naturschutz (BfN) in besagtem Merkblatt die Erstellung eines Leitfadens zu den „Naturschutzrechtlichen und - fachlichen Anforderungen an die Beräumung/Beseitigung von Munitionsaltlasten in Nord- und Ostsee“ angekündigt hat. Dieser Leitfaden ist aber noch nicht existent. Wir bitten das BSH, die Weiterentwicklung des vorgenannten Merkblattes weiter voranzutreiben und die bestehenden Lücken in Zusammenarbeit mit dem BfN und anderen Stakeholdern zeitnah zu schließen.

### 3.16 Zu II., 7.9 und III., 7.9 Kommunikation und Überwachung

Eine Verpflichtung der OWP-Vorhabensträger zur Etablierung und Betreibung eines öffentlichen Mobilfunknetzes lehnen wir ab. Eine Abdeckung eines öffentlichen Mobilfunknetzes innerhalb der AWZ sehen wir als Aufgabe der Mobilfunknetzbetreiber, die dafür entsprechende Lizenzen durch die Bundesnetzagentur besitzen. Für den technischen Betrieb und die Kommunikation der Service-Mitarbeiter untereinander existieren betreibereigene interne Netze. Des Weiteren ergeben sich daraus Fragen zu der Bestimmung des dort erwähnten „unmittelbaren Umkreis“.

- Wie wäre dieser zu definieren? Gilt dies auch in die Flächen anderer Vorhabensträger mithinein?
- Welche Szenarien oder Akteure sollen im Rahmen eines solchen öffentlichen Mobilfunknetzes abgedeckt werden? Telemedizinische Notfälle des Personals von OWP-Vorhabensträgern sind mit internen Mobilfunknetzen als auch anderen Kommunikationswegen abgedeckt.

Die Möglichkeit einer **Integration der Mobilfunktechnik auf den Konverterplattformen** haben wir im Rahmen des Vorentwurfes des Flächenentwicklungsplanes in unserer Stellungnahme von November 2023 bereits gefordert. Daher begrüßen wir eine Integration der Mobilfunktechnik entsprechend der Begründung zum aktuellen Entwurf. Auch wenn dies mit der Einschränkung einer positiven Bewertung der technischen oder wirtschaftlichen Sicht einhergeht. Sobald die (rechtlichen) Voraussetzungen geschaffen sind, Systeme der OWP-Betreiber auf den ÜNB-Plattformen unterbringen zu dürfen, wäre mit Blick auf die öffentliche Mobilfunkthematik jedoch zu überdenken, warum deren Planung und Installation durch die OWP-Betreiber zu verantworten sein sollte. In dieser Konstellation müsste der OWP-Betreiber einen willigen und fähigen Mobilfunkprovider identifizieren und dann die Kombination aus ÜNB und Mobilfunkprovider zur Lösungsfindung steuern. Eine solche Verpflichtung zur Verantwortlichkeit und Finanzierung lehnen wir ab. Stattdessen sehen wir eher eine Verpflichtung der ÜNB eine solche Installation öffentlicher Mobilfunkzellen zu gewährleisten, da diese die Besitzer der Konverterplattformen sind.

Aus technischer Sicht ergibt sich für uns außerdem eine eindeutige Präferenz für eine Integration der OWP SCADA- und Kommunikationssysteme auf der Konverterplattform des ÜNB.

Diese stellt den idealen Installationsort innerhalb des OWP dar, da dort alle Kabel zusammengeführt werden. Durch das Direktanbindungskonzept steht keine Umspannplattform des Entwicklers mehr zur Verfügung, so dass die Integration auf der Konverterplattform die logische Konsequenz dieses neuen Standards darstellt. Bisherige Entwicklungsstudien zeigen, dass der vorzuhaltende Raum für das (SCADA-) / Kommunikationssystem auf Konverterplattformen unverzichtbar ist. Der ständige Betrieb und die frühe Installation der Konverterplattform bietet ebenfalls aus HSE-Gesichtspunkten für die Kommunikation im Windpark auch mit Blick auf das Thema „Rettungskonzept unterstützt durch Telemedizin“ entscheidende Vorteile. 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.

Auch weitere Systeme der OWP-Betreiber würden von einer Integration auf der Konverterplattform profitieren. Wir bitten daher dringend darum, dass ein zusätzlicher Technikgrundsatz geschaffen wird, der konkretere Vorgaben für alle Beteiligten enthält. Dieser Technikgrundsatz sollte zusätzlich 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

Wir sehen hier für die Übertragungsnetzbetreiber eine Problematik in der Regulatorik, den OWP-Betreibern Zugang zu verschaffen. Diese kommunizieren uns bereits seit Jahren, dass die ÜNB für die OWP-Betreiber nur solche Leistungen erbringen dürfen, die unmittelbar für den Netzanschluss und die Energieübertragung notwendig sind. Hier ist eine Flexibilisierung der entsprechenden Regularien für die Übertragungsnetzbetreiber notwendig, um eine solche Zusammenarbeit auf den Konverterplattformen in Zukunft wirtschaftlich zu ermöglichen.

### 3.17 Zu II., 7.10.1 Festlegung zu: Berücksichtigung aller bestehenden, genehmigten und festgelegten Nutzungen

In Kapitel 7.10.1 Absatz (c) wird für die fischereiliche Nutzung festgelegt, dass Fischereifahrzeuge in Betrieb befindliche Offshore-Windparks auf dem Weg zu ihren Fanggründen durchfahren können sollen. Demzufolge ist ein Verbot einer Durchfahrt während des Baus eines Offshore-Windparks zu begrüßen.

Wir regen an, dass bei der generellen Genehmigung von Durchfahrten im Betrieb noch einmal geprüft werden sollte, ob die gegenwärtigen Auflagen der GDWS ausreichend oder weitere Punkte zu klären sind, wie etwa neben der AIS-Technik u.a. auch Versicherungsfragen. Zudem sollte die Festlegung einer Durchfahrtsroute dem OWP-Betreiber überlassen bleiben, da die Strecke zwingend die jeweils aktuellen Gegebenheiten im Offshore-Windpark (z.B. anderer Schiffs-/Serviceverkehr, Hindernisse, stattfindende Arbeiten, etc.) berücksichtigen muss.

Weiter in **Kapitel 7.10.1 Absatz (c)** wird ergänzt, dass nach Möglichkeit die kürzeste Strecke zu wählen ist und – sofern vorhanden – außerdem während der Durchfahrt das Automatische Identifikationssystem (AIS) durchgängig einzuschalten ist.

Wir machen darauf aufmerksam, dass das dauerhafte Einschalten des automatischen Identifikationssystems nicht nur für Fischereifahrzeuge gelten soll, die ein solches System besitzen, sondern eine Grundvoraussetzung für alle Fischereifahrzeuge sein muss, die einen OWP durchfahren. Ohne das Einschalten eines solchen Systems auf Fischereifahrzeugen ist das Durchführen einer Seeraumbeobachtung durch den Windparkbetreiber nicht vollumfänglich möglich, da diese Seeraumbeobachtung sich maßgeblich auf AIS-Signale der Schiffe stützt.

In **Kapitel 7.10.1 Absatz (c)** erklärt der FEP-Entwurf, dass die passive Fischerei mit Reusen und Körben in den Sicherheitszonen gemäß **§ 74 des WindSeeG** der OWP, möglich sein soll. Dies gilt jedoch nicht für den Bereich, der von den äußeren Anlagen des Offshore-Windparks umgrenzt wird, und nicht für den unmittelbaren Nahbereich der äußeren Anlagen.

Wir bitten um Klarstellung, nach welchen Maßstäben der „unmittelbare Nahbereich“ zu definieren ist. Betrieblich sind regelmäßige sog. „Jackup-Zonen“ mit einem Radius von 200 bis 250 m rund um jede Windenergieanlage relevant. Für die Annäherung an die Windenergieanlagen sind je nach Schiff und erforderlichen Arbeiten jedoch Bereiche bis 500 m relevant, da sich die Schiffe bei dynamischer Positionierung aus entsprechender Richtung und Entfernung ungehindert annähern können müssen. Dieser Abstand wäre somit auch frei von Bojen zu halten, die die Unterwasserhindernisse markieren. Dementsprechend weisen wir auf die Notwendigkeiten von Abstimmung und Festlegung hin, welcher Radius um jeden Windenergieanlagen-Standort in jedem Falle von jeglichen (Unterwasser-)Hindernissen freizuhalten ist.

Wir empfehlen einen Abstand von mindestens 750 m, um Sicherheitsabstände manövrierender, größerer Schiffe zu gewährleisten.

### 3.18 Zu II., 7.10.5 und III., 7.10.5 Windenergieanlagen und sonstige Energiegewinnungsanlagen

Bei der Einhaltung der Mindestabstände zwischen den neu zu errichtenden Anlagen von benachbarten OWP-Vorhaben sehen wir bei der Abstimmung Schwierigkeiten, insbesondere wenn es sich um voruntersuchte und nicht-voruntersuchte Flächen als Nachbarn handelt.

Wie in **7.10.5 Begründung** ausgeführt:

*„Der Mindestabstand in Höhe des Fünffachen des Rotordurchmessers der neu zu errichtenden Anlagen zu WEA des benachbarten OWP-Vorhabens Abschnitt 7.10.5 (a) bemisst sich zwischen den Mittelpunkten der Anlagen. [...] Um eine aufeinander **abgestimmte Planung** benachbarter OWP, welche sich im gleichen Zeitraum in Planung befinden, sicherzustellen, ist im **Rahmen des Einzelzulassungsverfahrens ein Nachweis über die Abstimmung** mit dem jeweiligen Vorhabensträger einzureichen.“*

Voruntersuchte und nicht-voruntersuchte Flächen unterscheiden sich sowohl vom Auktionszeitpunkt als auch in der Ausführung der konkreten Planungsschritte. So könnte beispielsweise ein Entwickler einer nicht voruntersuchten Fläche durch den früheren Zuschlag bereits wesentliche Entscheidungen über seine WEA-Standorte getroffen haben, da er für diese den Baugrund frühzeitig erkunden müsse. Die Belange des nachfolgenden Nachbarn müssten sich dementsprechend an den bereits geschaffenen Fakten der vorlaufenden Fläche unterordnen müssen.

Wir würden uns dafür einsetzen, dass Unterpunkt (d) ersatzlos gestrichen wird. Es ist nicht darstellbar, eine Aussage für die Standsicherheit der eigenen WEA zu treffen, wenn man die Bebauung des benachbarten OWP (noch) nicht kennt. Es entspricht allgemeinem Verwaltungsrecht, dass der zubauende Energieanlage auf die Gegebenheiten der bereits bestehenden Bauten Rücksicht nehmen muss.

Wir würden uns hier ebenfalls über eine Klarstellung bezüglich der hier verwendeten Begrifflichkeit „zugelassen“ wünschen. Denn hier ist unklar, ob bei einer solchen Windenergieanlage von einer plangenehmigten oder planfestgestellten Windenergieanlage ausgegangen werden muss.

### 3.19 Zu II., 7.13.4 Kreuzungen

Die neue Formulierung *„c) Kreuzungen zwischen im FEP festgelegten Seekabeln sind, sofern die lokalen geologischen Verhältnisse dies zulassen, bauwerksfrei auszuführen“* sehen wir als nicht realisierbar an. Denn Kreuzungen ohne Bauwerke lassen sich nur bei einer zeitgleich stattfindenden Errichtung bewerkstelligen. Denn die bereits festgelegten Kabel werden in der Regel nicht tief genug verlegt, um hier eine Kreuzung ohne Bauwerk bewerkstelligen zu können. Daher würden wir uns für eine Beibehaltung der alten Formulierung *„Werden beide Kabel neu verlegt, ist bei derer Planung eine bauwerksfreie Kreuzung anzustreben“* aussprechen.

### 3.20 Zu V. Übergangsregelung:

Grundsätzlich begrüßen wir aus Investitionssicherheit eine Übergangsregelung. Jedoch plädieren wir Bestandsschutz für zugelassene Offshore-Bauwerke und deren Nebeneinrichtungen zu gewährleisten und schlagen daher beim Absatz c) folgende Ergänzung vor: *„(c) für Verfahren bei wesentlichen Änderungen, sowie der Beseitigung von bereits zugelassenen Offshore-Bauwerken und deren Nebeneinrichtungen, sofern die Regelungen des FEP den Anordnungen der Zulassung nicht widersprechen.“*

## 4 Zum Anhang:

### 4.1 Zu 5. Minderungsmaßnahmen und Regeln für Minderungsmaßnahmen i.S.v. § 5 Abs. 2c WindSeeG-E für Beschleunigungsflächen und Infrastrukturgebiete

#### 4.2 Zu 5.1. Einführung

Nach **§ 5 Absatz 2c WindSeeG-E** legt der FEP insbesondere für Beschleunigungsflächen und Infrastrukturgebiete nach **§ 12j EnWG-E** wirksame und verhältnismäßige Minderungsmaßnahmen oder Regeln für Minderungsmaßnahmen fest, um mögliche negative Umweltauswirkungen zu vermeiden oder, falls dies nicht möglich ist, gegebenenfalls erheblich zu verringern. Der FEP kann auf und außerhalb von Beschleunigungsflächen für ein oder mehrere Pilotprojekte die Möglichkeit vorsehen, dass die Zulassungsbehörde neuartige Minderungsmaßnahmen, deren Wirksamkeit bisher nicht umfassend geprüft wurde, für einen begrenzten Zeitraum anordnen (**§ 5 Absatz 2 Satz 2 WindSee-E**). Entsprechende neuartige Minderungsmaßnahmen werden im aktuellen FEP nicht festgelegt.

Wir weisen darauf hin, dass diese neuartigen Minderungsmaßnahmen, deren Wirksamkeit bisher nicht umfassend geprüft wurden, für den Träger des Vorhabens zumutbar sein müssen, sowohl hinsichtlich des monetären Aufwands als auch hinsichtlich des Eingriffs in die Bauabläufe und der rechtzeitigen Planbarkeit. Dabei gilt es grundsätzlich das Investitionsrisiko zu minimieren und die höchstmögliche Planungssicherheit zu gewährleisten.

#### 4.3 Zu 5.2. Minderungsmaßnahmen und Regeln für Minderungsmaßnahmen für Beschleunigungsflächen

Im FEP-Entwurf (**Anhang** Kapitel **5.2** zu Minderungsmaßnahmen und Regeln für Minderungsmaßnahmen für Beschleunigungsflächen) wird erklärt, dass soweit im Rahmen der Beschreibung der Planungsgrundsätze auf weitere Umweltprüfungen Bezug genommen werde, diese für die Beschleunigungsflächen entfallen können.

Wir bitten um Erläuterung, wann bzw. woran es sich entscheidet, ob die weiteren Umweltprüfungen für Beschleunigungsflächen entfallen können.

## 5 Umweltbericht Nordsee

### 5.1 Zu 7.2. Gebiete und Flächen für Windenergieanlagen auf See sowie Plattformen

Im Umweltbericht Nordsee wird unter **Kapitel 7** (Maßnahmen zur Vermeidung, Verringerung und zum Ausgleich erheblicher negativer Umweltauswirkungen des Flächenentwicklungsplans auf die Meeresumwelt) im **Kapitel 7.2** (Seite 333) erklärt, dass der Einsatz alternativer Gründungsmethoden, sofern sie noch nicht Stand der Technik sind, mindestens für ein bestimmtes Kontingent an Pfählen vorzusehen ist (sogenannte Testpfähle).

Der BWO bittet um Klarstellung, wie ein „Testpfahl“ und ein „bestimmtes Kontingent“ zu definieren sind. Zudem ist klarzustellen, in welchem zeitlichen Zusammenhang der Test zur eigentlichen Installation und in welchem Zusammenhang zu Auktionskriterien steht.

In **Kapitel 7.2** (Seite 335) erklärt der Umweltbericht, dass für nicht-beschleunigte Flächen im Rahmen der nachgelagerten Prüfebene die oben [also im Umweltbericht] genannten Maßnahmen weiter konkretisiert bzw. ergänzt werden. Hinsichtlich der Ausführungen weisen wir darauf hin, dass die Definition von Flächen mit saisonal hoher Bedeutung für Schweinswale ungenau ist. Deshalb sollte an dieser Stelle auf das Hauptkonzentrationsgebiet Schweinswale Bezug genommen werden.

Zudem wird in **Kapitel 7.2** der Einsatz von schallarmen Gründungsmethoden, sofern sie Stand der Technik sind, auf Flächen mit saisonal hoher Bedeutung für Schweinswale aufgelistet. Wir weisen darauf hin, dass eine Festlegung auf eine bestimmte Gründungsmethode durch die Zulassungsbehörde nach Zuschlag aus Gründen der Planungs- und Investitionssicherheit nicht mehr möglich ist.

## 6 Zusätzliche Hinweise:

### 6.1 Rettungsinfrastruktur

Wie in der Stellungnahme zum Vorentwurf bereits kundgetan, betonen wir erneut die Notwendigkeit, die Planung der Rettungsinfrastruktur in die Flächenplanung zu integrieren. Wir haben 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 2034 in Betrieb gehen. Der Konstruktionsbeginn wäre demnach im Jahr 2032. Es würden daher lediglich 8 Jahre verbleiben, um eine Rettungslösung für diese Fläche zu realisieren.

Wir sind davon überzeugt, dass ein dezidiertes 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. Es sollte im etwa Rahmen der Erstellung des FEP geprüft werden, welchen Beitrag innovative Konzepte wie Energieinseln und Energiehubs für Rettungskonzepte leisten können, um die Anforderungen an die Rettung zu erfüllen.

## 6.2 Allgemeiner Hinweis: Transparenz des FEP-Anhörungsverfahrens stärken

Es ist schwierig nachzuvollziehen, wie Branchenvorschläge vom BSH aufgenommen, geprüft und bewertet werden. Um dieses Transparenzdefizit zu beseitigen, reichen die vorhandenen Austauschmöglichkeiten, im Wesentlichen die einmalig stattfindende Anhörung, nicht aus. Es ist beispielsweise nicht deutlich geworden, wie der von uns in der Stellungnahme zum Vorentwurf unterbreitete Vorschlag einer anderen Ausschreibungsreihenfolge für die Flächen entlang der Schifffahrtsstraße 10, der auf höhere Flächenenerträge abzielte, seitens des BSH bewertet wurde. Es wird ebenfalls nicht immer deutlich, wie die begleitenden Gutachten des beauftragten Fraunhofer IWES in den Festlegungen Berücksichtigung finden. Beispielsweise hat das Fraunhofer IWES die negativen Verschattungseffekte auf die Flächen N-9.1, N-9.2 und N-9.3 durch die hohe Leistungsdichte in N-9.4 und N-9.5 exakt quantifiziert. Daher ist es erklärungsbedürftig, warum das BSH im Vorentwurf an seinen Planungen für die beiden letztgenannten Flächen bei der installierten Leistung von jeweils 2 GW festhält.

### Kontakt

Bundesverband der Windenergie Offshore e.V.

Spreeufer 5

10178 Berlin

info@bwo-offshorewind.de

Tel.: +49 30 28 44-4650

Lobbyregister: R000252