

# OFFSHORE

## Deutschlands Windstärke

### Fragenkatalog im Rahmen der Konsultation des BSH-Entwurfs eines Flächenentwicklungsplans 2019 (Anlage zur Stellungnahme)

#### Zu 4.3.1 Gleichstromsystem Nordsee

**F.1** *Gibt es belastbare Hinweise darauf, dass ab 2026 Konverterplattformen auf See mit einer Übertragungsspannung von +/- 525 kV ausgeführt bzw. betrieben werden können?*

Es gibt Hinweise, dass Konverterplattformen nach 2025 mit +/- 525kV ausgeführt werden können. Dafür erforderliche Transformatoren sind grundsätzlich verfügbar. Schaltanlagen in dieser Spannungsebene können noch nicht als gasisolierte Ausführung realisiert werden und werden daher mehr Platz benötigen. Aber auch durch die Freiluft-Konverter bei 525 kV wird erheblich mehr Platz benötigt. Aus volkswirtschaftlicher Sicht sind die erwarteten Zusatzkosten infolge eines erhöhten Platzbedarfs auf den Offshore-Plattformen im Auge zu behalten und abzuwägen.

Insbesondere die möglichen Ausrüster und Betreiber sollten daher zu diesen Fragestellungen um ihre Einschätzung gebeten werden.

**F.2** *Gibt es belastbare Hinweise darauf, dass ab 2026 Seekabelsysteme für eine Übertragungsspannung von +/- 525 kV großtechnisch verfügbar sein werden?*

Es gibt einen Anbieter in einem aktuellen Offshore-Projekt in der Nordsee für ein solches Kabel. Derzeit werden zudem mehrere tausend Kilometer Erdkabel für +/- 525kV ausgeschrieben. Ein Seekabel-Hersteller hat einem BWO-Mitglied bereits Seekabelsysteme für +/- 525 kV vorgestellt. Zudem hat wenigstens ein Hersteller ein Erd- und Seekabelsystem für bis zu +/- 640kV in der Entwicklung.

Die Frage sollte explizit auch durch die Netzbetreiber beantwortet werden.

**F.3** *Welche Standardübertragungsleistung ist ab 2026 für Gleichstromsysteme mit einer Übertragungsspannung von +/- 525 kV maximal möglich?*

Sofern eine Realisierung der Stromübertragungstechnik für 525 kV in ein integriertes Konverterdesign möglich wird, kann eine Leistung von bis zu 2,6 GW übertragen werden. Diese Begrenzung auf 2,6 GW ist durch das Seekabel bedingt.

Die Frage sollte explizit auch durch die Netzbetreiber beantwortet werden.

# OFFSHORE

## Deutschlands Windstärke

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

Für die Infield-Verkabelung der OWPs ist die effizienteste Lösung meist der Einsatz von Aluminium-Leitern. Hierfür sind ca. 14-16 Schaltfelder (Leistungsschalter) bei 1.000 MW und ca. 12-14 Schaltfelder bei 900 MW notwendig. Die Anzahl sollte jedoch nicht einseitig festgelegt werden. Vielmehr bedarf sie der Abstimmung mit den anzubindenden OWPs, denn die Anzahl der Schaltfelder hängt maßgeblich von der Turbinenklasse und den damit verbundenen Einzelleistungen der Anbindungsstrings ab. Hier ist eine ausreichende Variabilität pro String notwendig.

Zudem besteht ein Bedarf für ein zusätzliches Schaltfeld für die Versorgung einer Betriebsplattform durch Dritte.

Der FEP sollte Standardvorgaben zu Betriebsstrom und Kurzschlussleistung der Schaltanlagen festschreiben.

### 4.3.2 Drehstromsystem Ostsee

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

Hierzu gibt es unterschiedliche Auffassungen.

Jedenfalls: Wenn die OSS vom ÜNB geplant, gebaut und betrieben wird, müsste derselbe konsensuale Ablauf wie bisher gesichert sein. Zudem müsste ein uneingeschränktes Nutzungs- und Zutrittsrecht für den OWP-Betreiber festgeschrieben sein, also spiegelbildlich zu den derzeitigen Rechten des ÜNB auf der OSS des OWP-Betreibers.

### 4.4 Planungsgrundsätze

#### 4.4.2 Flächen und Windenergieanlagen auf See

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

Unter Berücksichtigung der aktuellen und zu erwartender Rotordurchmesser (220 m und mehr) halten wir einen Mindestabstand von 4d bis zu 999 m zwischen den WEA benachbarter Windparks für eine sinnvolle Planungsgrundlage.

Ein Unterschreiten dieser Werte kann technisch realisierbar sein, was jedoch nur im Einzelfall unter Beteiligung der jeweiligen WEA-Hersteller geprüft werden könnte. Auch mit Blick auf die Schifffahrt (Kennzeichnung; Durchfahrtsbeschränkungen) erscheint ein Maximum von 999 m als etablierter Wert noch sinnvoll machbar. Sofern im Zwischenraum

# OFFSHORE

## Deutschlands Windstärke

Kabel Dritter (bspw. Übertragungsnetzbetreiber) geführt werden sollen, wären die Abstände entsprechend zu vergrößern, da sonst die geforderten 500 m Abstand zu derartigen Seekabeln nicht eingehalten werden können.

Innerhalb eines OWP sollte es grundsätzlich dem OWP überlassen bleiben, welche Abstände er zwischen seinen WEA einhält, da dies ein wesentlicher Faktor für die Ertragsoptimierung und damit die Wirtschaftlichkeit eines Projektes ist.

***F.7 Im Rahmen der Konsultation des Vorentwurfs des FEP wurde die Möglichkeit angesprochen, eine über die Gebotsmenge hinausgehende Mehrbelegung von Flächen mit Windenergieanlagen auf See (engl. Overplanting) zu realisieren. Gemäß der Gesetzesbegründung zu § 24 Abs. 1 Nr. 2 WindSeeG, BT-Drs. 18/8860, S. 293, besteht die Möglichkeit, „dass der bezuschlagte Bieter auf der Fläche mehr Windenergieanlagen auf See bauen kann als nach der Gebotsmenge vorgesehen (solange dies der spätere Planfeststellungsbeschluss zulässt). Für den Strom aus diesen zusätzlichen Windenergieanlagen auf See besteht aber kein Anspruch auf die Marktprämie.“ Des Weiteren enthält diesbezüglich die Gesetzesbegründung zu § 24 Abs. 1 Nr. 3 lit. b WindSeeG, BT-Drs. 18/8860, S. 293, folgenden Satz: „Ermöglicht die später durch den bezuschlagten Bieter tatsächlich installierte Leistung der Windenergieanlagen auf See eine höhere Einspeisung, so ist jede überschießende Einspeisung nicht mehr von der zugewiesenen Netzanbindungskapazität umfasst und unzulässig.“***

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

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

Generell sollte es den OWP-Entwicklern überlassen bleiben, wie viele Anlagen sie in der Fläche aufstellen. Abhängig von z. B. dem Betriebskonzept lässt sich eine Mehrbelegung, die noch wirtschaftlich ist, nicht pauschal beziffern. Overplanting sollte daher generell zulässig sein. Entscheidend ist die Einhaltung der zugewiesenen/bezuschlagten Netzanbindungskapazität am Netzanschlusspunkt. In Bezug auf das angegebene Lastprofil zur Dimensionierung der Kabel wird nach unserer Auffassung der Einspeiseanspruch des OWP aus § 24 Abs. 1 Nr. 3 WindSeeG beschnitten.

# OFFSHORE

## Deutschlands Windstärke

### 4.4.4 Seekabelsysteme

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

Eine pauschal vorgeschriebene Legetiefe (d) von  $d > 1,5$  m ist nicht sinnvoll. Da die Einhaltung des 2 K-Kriteriums von mehreren Parametern abhängt, ist die exakte Legetiefe für jeden Routenabschnitt individuell festzulegen. Nach unserer Einschätzung bleibt die tatsächliche Erwärmung auch bei Starkwindphasen unter 2 K, so dass die Einhaltung des Kriteriums nicht gefährdet ist. Ggf. wäre dies mit realen Messwerten zu bestätigen, wobei derartige Nachmessungen aufgrund des hohen Aufwands nicht verpflichtend sein sollten.

Ein tieferes Einspülen der Kabel führt zu einer Erhöhung der Kabeltemperatur und der elektrischen Verluste und kann bei zu hohen Werten des Wärmewiderstandes des umgebenden Sedimentes zudem dazu führen, dass ein Kabel mit größerem Querschnitt verwendet werden muss. Dies beeinträchtigt die Wirtschaftlichkeit der Netzanbindung/In-fieldverkabelung der OWPs.

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

Das Lastprofil (77/99/77) ist bei weiterer Installation von weiteren WEAs nicht mehr zur Nachverfolgung ausreichend, auch hier sollten reale Messwerte mit einer dynamischen Regelung eingeführt werden.

Bei der Formulierung "ohne Überschreitung der zugewiesenen Kapazität am Netzanschlusspunkt" ist die "Kapazität" präziser als "maximale Einspeiseleistung" zu definieren.

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

Die Möglichkeit hierzu sollte aufgenommen werden, allerdings sollte dies nicht als Pflicht ausgestaltet sein. Die Möglichkeit der Messung erlaubt, die Kabelkapazitäten optimal zu nutzen, gerade im n-1 Szenario. Es ist vorstellbar, dass solche Systeme kurzfristig verfügbar sein werden. Diese würden ausgehend von der messbaren Leitertemperatur die Wärmeausbreitung im entsprechenden Aufpunkt ermitteln.

# OFFSHORE

## Deutschlands Windstärke

### Methodik der Leistungsermittlung in Zone 1 und 2

**F.11** *Die Methodik der Leistungsermittlung wurde dahingehend angepasst, dass die Festlegung sehr hoher Leistungswerte auf einzelnen Flächen vermieden wird. Damit beträgt die maximal anzulegende Leistungsdichte ca. 17 MW/km<sup>2</sup>. Halten Sie die angepasste Methodik für zielführend?*

Die angepasste Methodik erscheint für die Zonen 1 und 2 insgesamt zielführend. Anzumerken bleibt jedoch:

- Es sollten keine Flächen ungenutzt bleiben. Wenn für eine sinnvolle Netzanbindung höhere Leistungsdichten erforderlich sind, um ein Anbindungssystem auszulasten, sollte dies im Rahmen einer flächenbezogenen Einzelabwägung Vorrang haben.
- Die im FEP dargestellte Methode für die Ermittlung der Leistungsdichte beruht teilweise auf eher starr anmutenden Kriterien, wie z.B. dem Grenzwert 0,6 für das Verhältnis von Areal zu Umfang oder dem Grenzwert 4 für die Abschattung, beides nach der Punktemethode.
- Neuere Parks mit Zuschlag weisen tendenziell etwas höhere Leistungsdichten auf als solche, die bereits in Betrieb/im Bau sind. Dies ist ein Ergebnis des technischen Fortschritts, der auch weitergehen wird.

Insgesamt sollte die genannte maximale Leistungsdichte von ca. 17 MW/km<sup>2</sup> daher als Richtwert verstanden werden. Prioritär ist die Ausnutzung der Fläche.

Insoweit sollte den Entwicklern auch ein gewisser Handlungsspielraum für individuelle Optimierungen verbleiben. Jedoch ist dies nicht zwingend eine Option, die im Rahmen der Festlegung der Leistungsdichte und damit im Zusammenhang der Absicherung des Ausbaupfads zu gewähren ist, sondern die auch Gegenstand des Zulassungsverfahrens des Windparks sein kann.

Wir befürworten daher das im Rahmen des Fachworkshops am 06.12.2018 vorgestellte angepasste Verfahren für Zonen 1 und 2 oder das alternative Verfahren mit höherer Leistungsdichte und das alternative Verfahren für Zone 3.

### Bestimmung der voraussichtlich zu installierenden Leistung in Zone 3

**F.12** *Eine höhere Leistungsdichte führt grundsätzlich zu einer Erhöhung des potenziellen Energieertrags auf einer Fläche (Flächeneffizienz). Im Gegenzug ist damit jedoch durch eine Verringerung des Parkwirkungsgrades ein Anstieg der Stromgestehungskosten verbunden. Somit muss zwischen den aus dem WindSeeG abzuleitenden Zielen des flächensparsamen und kosteneffizienten Ausbaus abgewogen werden. Halten Sie vor diesem Hintergrund die dargestellte Methodik zur Leistungsermittlung in Zone 3 für sinnvoll?*

Den Ansatz einer Abwägung zwischen einem flächensparsamen und kosteneffizienten Ausbau begrüßen und befürworten wir.

# OFFSHORE

## Deutschlands Windstärke

Insgesamt ist bei dieser – sinnvollen – Methode jedoch noch unklar, welche Parameter (vorab) festgelegt sind und die limitierenden Faktoren für einzelne Projekte setzen: Die Leistungsdichte, die Flächengröße oder die Konverterkapazität. Diese Parameter müssen sinnvoll aufeinander abgestimmt werden.

Unabhängig von der Methode der Leistungsbestimmung darf das Ziel der Planung aber nicht nur eine hohe zu installierende Kapazität zum Erreichen der Ausbauziele sein, sondern es muss die real produzierbare Strommenge berücksichtigt (und maximal genutzt) werden.

### **Zum alternativen Verfahren zur Bestimmung der voraussichtlich zu installierenden Leistung (Seite 68-70)**

***F.13 Halten Sie die hier dargestellte Methodik zur Ermittlung der voraussichtlich zu installierenden Leistung für nachvollziehbar und zielführend? Sollte diese Methodik der in Kap. 4.7 dargestellten Methodik vorgezogen werden?***

Das Herangehen der alternativen Methodik ist einfacher und nachvollziehbarer als die unter Kap. 4.7 dargestellte, was grundsätzlich zielführend ist. Jedenfalls für Zone 3 ist sie damit gut anwendbar. Für Zonen 1 und 2 hingegen ist hier keine abschließende Beurteilung möglich, sondern es gibt unterschiedliche, jeweils gut begründbare Sichtweisen. Es bedarf insoweit noch einer intensiveren Auseinandersetzung.

Allerdings gibt es auch bei der alternativen Methodik noch Gesichtspunkte, die noch transparenter dargestellt werden sollten:

- Der für  $p^*$  anzusetzende Wert sollte begründet definiert werden.
- Der Grad der Abschattung der einzelnen Flächen wäre zu berücksichtigen, bspw. über unterschiedlich anzulegende korrigierte Leistungsdichten.
- Die verschiedenen Flächen sind ggf. unterschiedlich zu behandeln, um volkswirtschaftliche Aspekte bei der Definition der zu installierenden Leistungsdichten zu berücksichtigen. Eine Gleichbehandlung aller Flächen könnte nämlich einzelne Projekte potentiell wirtschaftlich unattraktiv machen, was im Hinblick auf einen kosteneffizienten Ausbau und die Einhaltung des Ausbaupfads vermieden werden sollte.
- Weiterhin wäre die anzusetzende Referenzgröße des Rotors, und damit die absolute Größe des Puffers, zu plausibilisieren und mit dem angesetzten Mindestabstand zwischen zwei Windparks abzustimmen. Insgesamt ist das Verfahren durch die angenommene Referenzgröße für den Rotordurchmesser beeinflusst.

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

Mit Blick auf die aktuellen Entwicklungen der Anlagenhersteller ist mit einem Rotordurchmesser von mindestens 210 m bis zu einem maximalen Rotordurchmesser von 250 m auszugehen. Aktuelle Ankündigungen von 210-220 m sind jetzt bereits vorhanden und entsprechende Prototypen in der Entwicklung. Für die erwarteten 15MW-Anlagen wird von einem Durchmesser von 240-250 m ausgegangen.

# OFFSHORE

## Deutschlands Windstärke

Es bleibt jedoch abzuwarten, ob Turbinen dieser Größenordnung auch in Zone 1 verwendet werden können, da dies raumordnungsrechtliche Zielabweichungsverfahren erfordern könnte, deren Ausgang hier offensichtlich nicht antizipiert werden kann. Ob im Zuge einer Fortschreibung der Raumordnung und angesichts der Anforderungen an die bedarfsgerechte Befeuern neuer Anlagen diese Notwendigkeit ggf. entfällt, ist derzeit nicht beantwortbar.

**F.15 Halten Sie den vorgeschlagenen Richtwert der korrigierten Leistungsdichte  $p^*$  in Höhe von etwa 9 bis 10 MW/km<sup>2</sup> für angemessen? Wenn nein, welche Größenordnung sollte anstelle dessen angenommen werden und warum?**

Es bedarf noch näherer Auseinandersetzung, ob und inwieweit zwischen den Zonen methodisch und im Ergebnis zu differenzieren ist; nach derzeitiger Einschätzung ist jedenfalls zwischen den Flächen eine differenzierte Betrachtung erforderlich.

Dennoch kann festgehalten werden: Die Frage der Plausibilität der alternativen Methode und der Festlegung von  $p^*$  kann nicht getrennt voneinander beantwortet werden. Die Festlegung von  $p^*$  für die jeweils auszuschreibende Fläche ist maßgeblich für die Beurteilung der Methode. Wir verweisen insoweit auf F.13.

### Zu den Flächen N-3.5 und N-3.6

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

Wir erachten die Wahrung der bestehenden Eintrittsrechte als prioritär gegenüber der wirtschaftlichen Betrachtung der Flächenzuschnitte. Die Flächen sollten daher nicht zusammengefasst werden.

Zur Förderung eines wettbewerblichen Marktumfeldes und zur Vermeidung von oligopolistischen Strukturen ist außerdem sicherzustellen, dass eine Vielzahl von Marktteilnehmern an den geplanten Auktionen teilnehmen können. Die Realisierung von 900 MW Projekten wird aufgrund des hohen Eigenkapitalbedarfs nur einer geringen Anzahl von Marktteilnehmern möglich sein. Die Zusammenlegung von N-3.5 und N-3.6 würde zu solch einem 900 MW Projekt führen, auch deshalb wird die Zusammenlegung der Flächen N-3.5 und N-3.6 abgelehnt.

### Fragen für die Konsultation

**F.17 Lässt die vergleichsweise geringe voraussichtlich zu installierende Leistung der Fläche O-7.1 von 160 MW aufgrund weiterer Gegebenheiten wie etwa der räumlichen**



# OFFSHORE

## Deutschlands Windstärke

***Nähe zur Küste eine wirtschaftliche Gebotsstellung zu? Ist eine Ausweisung der vergleichsweise kleinen Fläche O-7.1 im FEP sinnvoll?***

Die Festlegung als Fläche impliziert nicht die Notwendigkeit, schon im Laufe der ersten Ausschreibung nach dem Zentralen Modell die dort voraussichtlich verfügbare Kapazität ebenfalls auszuschreiben. Sie erspart allerdings eine diesbezügliche Fortschreibung des FEP, wenn sich – ggf. auch im Kontext des auf dem direkt anschließenden Nachbarareal geplanten Testfelds – die Attraktivität der Fläche gegenüber derzeitigen Einschätzungen steigern sollte. Die Festlegung kann mithin ohne Gefährdung des Ausbaupfads festgelegt werden.

Es ist auch nicht absehbar, wie sich die Struktur der Gruppe der Betreiber zukünftig entwickelt. Wenngleich derzeit einige Unternehmen einen wirtschaftlichen Betrieb für nur schwer darstellbar halten, ist keineswegs ausgeschlossen, dass hier andere Geschäftsmodelle ausprobiert werden könnten oder andere Unternehmen zum Zuge kommen möchten. Dies verlangt aber eine planungsrechtlich abgesicherte Perspektive.

### **Zur Anbindung der Fläche N-3.7**

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

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

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

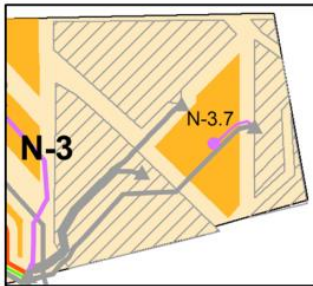
***Das BSH bittet die Konsultationsteilnehmer insbesondere um Stellungnahme zu den in Abbildung 23 dargestellten Varianten.***



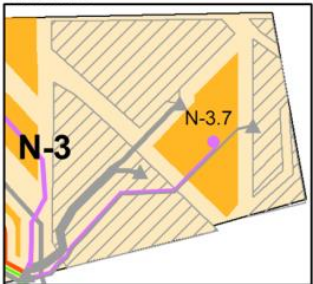
# OFFSHORE

## Deutschlands Windstärke

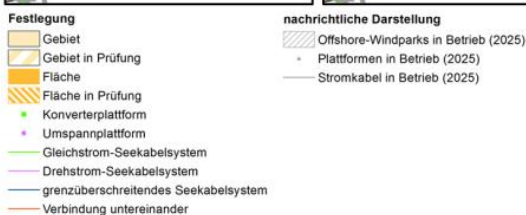
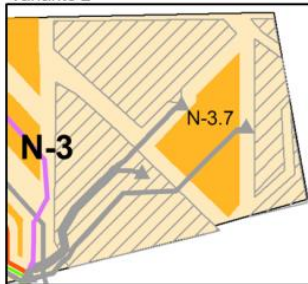
Variante Entwurf FEP



Variante 1



Variante 2



Eine gemeinsame Umspannplattform für die beiden vom gleichen Betreiber im gleichen Zeitraum zu errichtenden Parks Gode Wind III und Gode Wind IV macht technisch und wirtschaftlich Sinn. Eine Querverbindung zwischen zwei Umspannplattformen wurde in der Ostsee bereits erfolgreich implementiert. Hier gilt es, Schnittstellen und Verantwortlichkeiten sowie Kompensationsregeln im Vorfeld klar zu definieren. Dann erscheint uns Variante 1 als die sinnvollste Lösung.

Variante 2 schließen wir hingegen kategorisch aus. Der Anschluss von noch nicht bekannten Turbinen eines fremden Betreibers einige Jahre nach Inbetriebnahme des Umspannwerkes ist in deutschen Gewässern neu und lässt zahlreiche technische und juristische Komplikationen in Bau und Betrieb erwarten, welche die wirtschaftliche Attraktivität der sowieso schon kleinen Fläche N-3.7 noch weiter reduzieren und ein kompetitives Gebot fraglich machen.

### Ansprechpartner:

Tim Bruns  
Bundesverband der Windparkbetreiber  
Offshore  
Schiffbauerdamm 19  
10117 Berlin  
[t.bruns@bwo-offshorewind.de](mailto:t.bruns@bwo-offshorewind.de)

Dr. Ursula Prall  
Stiftung OFFSHORE WINDENERGIE  
Kaiser-Wilhelm-Straße 93  
20355 Hamburg  
[u.prall@offshore-stiftung.de](mailto:u.prall@offshore-stiftung.de)