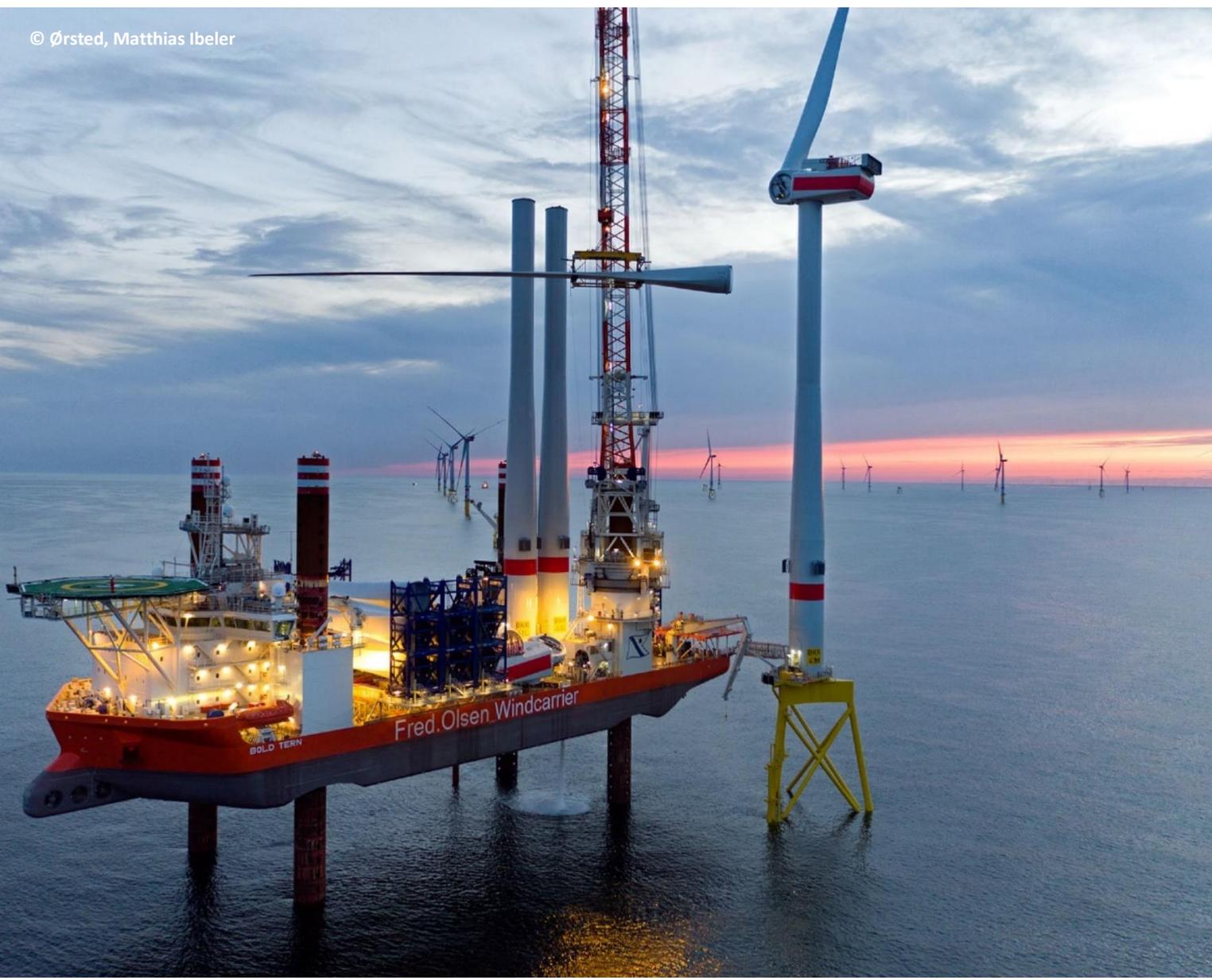


Stellungnahme des BWO zum

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

Stand: 20. Juli 2020

© Ørsted, Matthias Ibeler



Wir begrüßen, dass der Vorentwurf des Flächenentwicklungsplans (FEP) sich die Ausbauziele von 20 GW bis 2030 und 40 GW bis 2040 zu eigen macht. Positiv ist dabei, dass nicht bis zum Abschluss der Novellierung des WindseeG gewartet wird, da sonst erhebliche Verzögerungen zu erwarten wären. Darüber hinaus wird jedoch schon heute der räumliche Interessenkonflikt für die Netzanbindungen der gesetzlich vorgesehenen weiteren 20 GW bis 2040 deutlich. Konsequenterweise umgesetzte Sektorenkopplung – auch vor 2030 – sowie international vermaschte Netzlösungen sollten heute schon angedacht werden.

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

Unserer Stellungnahme stellen wir dabei voran, dass wir uns weitestgehend auf im Vorentwurf des FEP 2020 (im Vergleich zum FEP 2019) geänderte Passagen beziehen. Wo keine Veränderungen erfolgt sind, gilt unsere Stellungnahme zum FEP 2019 weiter.

Der BWO macht folgende grundlegende Anmerkungen:

- Wir begrüßen, dass Flächen für 20 GW fixiert werden und auch bereits ein erster Ausblick für 40 GW bis 2040 gegeben wird.
- Wir sehen im Küstenmeer der Ostsee weitere bislang nicht im FEP enthaltene Potenziale für die Erzeugung von Offshore-Windenergie.
- Der in der Nationalen Wasserstoffstrategie grüne Wasserstoff aus bis zu 5 GW zusätzlicher Offshore-Kapazität macht eine Ausweisung weiterer sonstiger Energiegewinnungsbereiche erforderlich.

Der BWO sieht folgende Hauptkritikpunkte:

- Wir kritisieren, dass mögliche Nutzungskonflikte z.B. mit militärischen Übungsflächen oder Naturschutz nicht zwangsläufig zu Gunsten kostengünstiger und grüner Stromerzeugung gelöst werden.
- Die Ausweisung der sonstigen Energiegewinnungsbereiche liegt weit unter dem in der Nationalen Wasserstoffstrategie definierten Bedarf. Auch erfüllen die beiden Gebiete nicht die Anforderungen an einen wirtschaftlichen Betrieb (SEO-1).

Stellungnahme im Detail:

Inhaltsverzeichnis

2.	Verfahren zum Ausbau der Windenergie auf See.....	4
2.2	Voruntersuchung von Flächen	4
2.5	Schnittstellen mit anderen Instrumenten der Netzplanung.....	4
2.6.1.2	Raumordnungspläne	5
3.	Ausgangslage	5
4.	Leitlinien und Grundsätze der Netzanbindung	6
4.2	Anbindungskonzepte.....	6
4.2.1.3	Gleichstromsystem: Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP	6
4.2.2.1	Drehstromsystem: Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP	7
4.3	Standardisierte Technikgrundsätze.....	7
4.3.2.2	Drehstromsystem: Standardleistung 300 MW mit der Begründung des 2K-Kriteriums	7
4.3.1.2	Gleichstromsystem: Übertragungsspannung +/- 320 kV für Zone 1 und 2; Übertragungsspannung +/- 525 kV für Zone 3	8
4.3.1.5	Gleichstromsystem +/- 525 kV: Anschluss auf der Konverterplattform/ vorzuhaltende Schaltfelder.....	9
4.3.3	Grenzüberschreitende Seekabelsysteme	10
4.7	Bestimmung der voraussichtlich zu installierenden Leistung.....	10
5.	Festlegungen.....	11
5.1	Grundsätzlich	11
5.2	Flächen	14
5.3	Voraussichtlich zu installierende Leistung.....	14
5.4	Festlegungen für das Küstenmeer	15
5.5.	Zeitliche Reihenfolge der auszuschreibenden Flächen	16
5.6	Kalenderjahr der Inbetriebnahme	17
5.8	Trassen oder Trassenkorridore für Offshore-Anbindungsleitungen	17
5.10	Trassen oder Trassenkorridore für grenzüberschreitende Stromleitungen.....	17
5.11	Trassen und Trassenkorridore für Verbindungen zwischen den Anlagen untereinander.....	18
7.	Sonstige Energiegewinnungsbereiche	18
8.	Anhang	19

2. Verfahren zum Ausbau der Windenergie auf See

2.2 Voruntersuchung von Flächen

Im Vorentwurf des FEP 2020 wird auf das Kapitel 2.2 des FEP 2019 verwiesen. Dennoch möchten wir an der Stelle folgende Anmerkungen machen. Der Errichter der Windenergieanlage ist u.E. grundsätzlich nicht dafür verantwortlich, die von den Kampfmitteln ausgehenden Gefahren durch Räumung der Kampfmittel zu beseitigen.

Ein uns vorliegendes juristisches Kurzgutachten kommt zu dem Ergebnis, dass der Errichter der Windenergieanlage nicht „Zustandsverantwortlicher“ ist, da er weder Eigentum bzw. eine Berechtigung noch Sachherrschaft an den Kampfmitteln hat. Zwar kann sein Verhalten eine Gefahr mitbegründen, wenn er bspw. sich in den Gefahrenbereich der Kampfmittel begibt, dennoch bleibt er immer nur Opfer dieser Gefahr (und befindet sich insoweit grundsätzlich in der Position einer gestörten Privatnützigkeit), weshalb von ihm nicht die Beseitigung der Gefahr durch eigenes aktives Tun verlangt werden kann.

Eine ausführliche Begründung werden wir mit der zum späteren Zeitpunkt zu erfolgender Kommentierung des Entwurfs des FEP 2020 vornehmen.

2.5 Schnittstellen mit anderen Instrumenten der Netzplanung

Die Bearbeitungszyklen für die Erstellung, Konsultation und Veröffentlichung des Netzentwicklungsplans Strom (NEP, alle zwei Jahre) und FEP (mindestens alle vier Jahre) sind weiterhin nicht miteinander synchronisiert.

Bei der Genehmigung des Szenariorahmens für den NEP 2035 (2021) durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) am 26. Juni 2020, auf dessen Basis die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) den 1. und 2. Entwurf des NEP 2035 (2021) bis ca. Januar 2021 bzw. ca. April 2021 erstellen, lag lediglich der Vorentwurf des FEP 2020 vor, jedoch keine abschließend konsultierte und bekanntgemachte Fassung. Marktmodellierung und Netzanalysen im Rahmen des NEP werden aufgrund der zeitlichen Vorgaben zur Erstellung der Entwürfe des NEP somit wiederum auf Basis von Offshore-Daten erfolgen müssen, die sich im Rahmen des weiteren Konsultationsprozesses zum FEP 2020 noch ändern können. Die ÜNB werden bei Vorlage des 1. und des 2. Entwurfs des NEP 2035 (2021) den Verfahrensstand des FEP 2020, soweit möglich berücksichtigen, weisen allerdings bereits jetzt darauf hin, dass es aufgrund der beschriebenen Konstellation zu Inkonsistenzen bei den Offshore-Daten zwischen NEP und FEP kommen kann.

Vor diesem Hintergrund würden es die ÜNB im Interesse aller an der Erstellung und Konsultation von NEP und FEP beteiligten Akteure begrüßen, wenn

1. die Bearbeitungszyklen von NEP und FEP synchronisiert werden, sodass Inkonsistenzen in Bezug auf die Offshore-Daten vermieden werden,
2. die Offshore-Erzeugungsleistungen der genehmigten Szenarien des NEP, die über den Betrachtungszeitraum des FEP hinausgehen, nicht nur informatorisch im Anhang des FEP dargestellt, sondern als fester Bestandteil des FEP und damit als Festlegungen des BSH aufgenommen werden, um den Offshore-Ausbau optimal mit der Entwicklung des landseitigen

Übertragungsnetzes abzustimmen. Dies gilt gerade auch für das Langfristszenario. Im NEP 2035 (2021) stellt dieses das Offshore-Ausbauziel für das Jahr 2040 dar, dessen Bedeutung als Zieljahr mit Einführung des § 1 Abs. 2 des Entwurfs eines Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften (WindSeeG-E) erheblich wächst.

2.6.1.2 Raumordnungspläne

Die Verzahnung der Fortschreibung der Raumordnungspläne und des FEP begrüßen wir ausdrücklich, da dadurch eine Konsistenz der Verfahren sichergestellt werden kann. In der Vergangenheit haben wir das Fehlen dieser Verzahnung stets kritisiert.

Darüber hinaus ist dennoch festzustellen, dass sowohl die fortzuschreibende Raumordnung als auch der Vorentwurf des FEP 2020 großräumige und im Vergleich zu den Gebieten 6 bis 12 küstennähere Flächen weiterhin in großen Teilen außer Acht lässt. Gemäß WindSeeG soll der Ausbau der Windenergie kosteneffizient erfolgen (§ 1 Abs. 2). Dies ist insbesondere nur dann möglich, wenn einerseits möglichst große, zusammenhängende Flächen überplant werden, die andererseits möglichst küstennah sind. Dies kann nur gelingen, wenn die gesamte AWZ auf ihre Eignung für Offshore Wind hin untersucht wird. Nur wenn zwingende rechtliche Gründe dagegenstehen, sollten bestimmte Bereiche von der Überprüfung einer möglichen Nutzbarmachung für Offshore-Wind und von der daraus folgenden Abwägung ausgenommen werden (vgl. hierzu gefestigte Rechtsprechung und Verwaltungspraxis zur Festlegung von Flächen für Onshore-Windenergie). Der Flächenentwicklungsplan baut dabei auf den Vorgaben des Raumordnungsplan auf – auch wenn diese Verzahnung sinnvoll und geboten ist, so leidet der Flächenentwicklungsplan jedoch an den Folgefehlern.

So werden beispielsweise sehr große Flächen, die als militärische Übungsgebiete eingestuft sind, in jeder Weiterentwicklung der Raumordnung und des Flächenentwicklungsplans schlicht nachrichtlich übernommen und für die Nutzung durch Offshore-Windkraft ausgeschlossen. Dabei liegt dem kein Widmungs- oder ähnlicher Rechtsakt zugrunde. Weshalb die militärischen Übungsgebiete zwingend küstennah sein müssen, folgt keiner erkennbaren Logik. Da die Verlagerung der Offshore-Windkraft in entlegene Bereiche der AWZ sowohl hinsichtlich der Kosten für die Errichtung von Offshore-Windparks (und somit letztlich die Stromgestehungskosten), als auch für die Netzanbindung (und somit die Netzentgelte) im Ergebnis Mehrkosten bedeuten dürfte, wäre es geboten, zumindest zu prüfen, ob durch eine Verlagerung der militärischen Übungsgebiete weiter in die AWZ vergleichbare Kosten entstünden.

Darüber hinaus gibt es weitere unsachgemäße und nicht zielführende Festlegungen in den Raumordnungsplänen, für deren Beseitigung sich das BSH im Zuge der Finalisierung einsetzen sollte. Dazu zählt beispielsweise die nicht mehr zeitgemäße Höhenbegrenzung von WEAs auf 125m, die infolgedessen standardmäßig zu Zielabweichungsverfahren führt.

3. Ausgangslage

Siehe FEP 2019.

4. Leitlinien und Grundsätze der Netzanbindung

4.2 Anbindungskonzepte

Hierbei wird auf spezifische Fragestellungen verwiesen, die im Fragenkatalog beantwortet werden.

4.2.1.3 Gleichstromsystem: Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP

Eine Festlegung der Eigentumsgrenze am “Endverschluss des Seekabels” halten wir für sinnvoll und folgerichtig. So wird die Eigentumsgrenze eindeutig definiert. Eine offenere Formulierung dieser Schnittstelle lehnen wir ab.

Die Definition einer freien Seekabellänge nach Einzug von bis zu 15 m, als maximale Länge, halten wir für sinnvoll und gut in der Praxis realisierbar.

Im Rahmen der Diskussion mit den ÜNB schlagen wir folgende abgewandelte Formulierung vor:

Zur Anbindung des Seekabels gewährleistet der OWP-Vorhabenträger im Falle der Direktanbindung an die GIS (d.h. ohne Steckverbindung und Plattformkabel) eine freie Länge (ab Cable Hang-Off) des Seekabels von bis zu 15m. Die Festlegung dieser erforderlichen Länge kann in diesem Fall durch den ÜNB erfolgen, wobei der ÜNB eine Minimierung anstreben wird. Im Falle der Anbindung mittels Steckverbindungen wird die Länge des Seekabels von Hang-off bis zur Steckverbindung in jedem Fall minimiert und somit in der Regel deutlich unter 15m betragen.

Unter dem Direct-Pull-In Konzept verstehen wir den Einzug der Seekabel auf direktem Weg mit dem Ziel des Anschlusses an die GIS, mit einer finalen maximalen Länge von Hang-Off bis GIS von 15m. Wir verstehen, dass die Praxis des Einziehens, z.B. mit nachfassen oder ohne, in der Verantwortung des OWPs liegt. Weiterhin gibt es unserer Auffassung nach keinen „Stand der Technik [der] möglichen Maximallänge“. Was möglich ist, ist komplett abhängig von den räumlichen Gegebenheiten, die der ÜNB herbeiführt. Auf diese hat der OWP-Entwickler absehbar keinen Einfluss.

Des Weiteren ist im EEG 2016 (Siehe u.a. Bundestags-Drucksache 18/8860, S. 268) formuliert, dass der OWP-Vorhabenträger in der Lage sein muss, die für den Netzanschluss erforderlichen Maßnahmen auf der Konverterplattform rechtzeitig durchzuführen. Der ÜNB hat andererseits die zur Vorbereitung des Netzanchlusses erforderlichen Maßnahmen frühzeitig mit dem OWP-Vorhabenträger abzustimmen und durchzuführen.

Im Leitfaden der BNetzA zu Entschädigung bei Störung, Verzögerung und Wartung der Netzanbindung ist Folgendes zur Beendigung der Verzögerung geregelt:

„Der Netzanchluss ist erst mit Abschluss des Probetriebs der Netzanbindung fertiggestellt, spätestens jedoch 4 Monate nach dem für die Offshore-Anlage die physikalische Einspeisemöglichkeit gegeben ist. Der Probetrieb ist damit in der Regel noch Bestandteil der Errichtungs- bzw. Fertigstellungsphase des Netzanchlusses. Für den Abschluss des Probetriebs ist auf den Probetrieb im Zusammenhang mit dem einzelnen Offshore-Windpark abzustellen, nicht auf den Probetrieb für die gesamte Anbindungsleitung...“ (Leitfaden zur Ermittlung einer umlagefähigen Entschädigung bei Störung, Verzögerung oder Wartung der Netzanbindung von Offshore-Anlagen, Okt. 2013, Seite 6.).

Wenn also der Probebetrieb mit dem OWP zur Fertigstellung der Netzanbindung gehört, dann ist die Frage zu beantworten, welche Verantwortung für das Zustandekommen dieses Probebetriebes der OWP und welche der ÜNB hat.

Für das Zustandekommen ist es erforderlich, dass der Betreiber über die Innerparkverkabelung den Offshore-Windpark mit betriebsbereiten Turbinen angeschlossen hat. Damit er dies aber erreichen kann, ist es erforderlich, dass er die Kabel auf die Konverterstation des ÜNB einziehen kann. Und daher liegt es in der Verantwortung des ÜNB und er sollte hierzu verpflichtet werden, ein geeignetes Zeitfenster mit der Beauftragung der Netzanbindung zu vereinbaren und dem Betreiber zur Verfügung zu stellen, damit der OWP die Voraussetzung für einen Probebetrieb und damit eben auch für die Fertigstellung der Netzanbindung überhaupt erst schaffen kann. Damit kann dieses Zeitfenster auch immer nur vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin liegen. Der OWP-Vorhabenträger hat dann in der Tat die für den Netzanschluss erforderlichen Maßnahmen rechtzeitig durchzuführen.

4.2.2.1 Drehstromsystem: Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP

Wir befürworten eine Vereinheitlichung der freien Seekabellänge nach Einzug für die Nord- und Ostsee. Die Forderung aus Kapitel 4.2.1.3 soll hier vorrangig gelten.

4.3 Standardisierte Technikgrundsätze

Hierbei wird auf spezifische Fragestellungen verwiesen, die im Fragenkatalog beantwortet werden.

4.3.2.2 Drehstromsystem: Standardleistung 300 MW mit der Begründung des 2K-Kriteriums

Aus der Standardisierung folgt für O1-3 eine Reduzierung der möglichen installierten Leistung von ehemals 420 MW um 120 MW. Eine pauschale Begrenzung auf exakt 300 MW ist aus unserer Sicht zu überdenken. Jedes AC-Netzanschlussystem in der Ostsee sollte projektspezifisch gesamtwirtschaftlich optimiert werden. Dazu bieten wir gerne unsere Expertise zur Unterstützung an.

Begründung:

Zum Argument der Standardleistung:

- Bei Offshore-Netzanschlüssen, die von Offshore-Windparks gebaut werden, hat sich aus Kostengründen eine projektspezifische Auslegung jedes Netzanschlussystems durchgesetzt, insbesondere um die maximal mögliche Windparkleistung anschließen zu können. Dabei wird für die jeweilige Spannungsebene immer die maximal mögliche Leistung über ein Kabelsystem abgeführt.
- Genauso hat sich bei von Offshore-Windparks finanzierten Offshore-Umspannstationen eine Standardisierung in Bezug auf die Leistung nicht durchgesetzt. Auch die mit einer Standardisierung reduzierbaren Risiken bei Design und Bau von solchen Offshore-Plattformen rechtfertigen schon seit Jahren keine Standardisierung mehr. Es wird immer projektspezifisch

optimiert. Hier definiert die Windparkgröße das Design/Leistungsstufe der Offshore-Umspannplattform und nicht umgekehrt.

Transparenz wäre wünschenswert, wie man auf exakt 300 MW Übertragungsleistung gekommen ist und warum die Auslegung gesamtwirtschaftlich vorteilhafter als eine höhere Leistung sei. Auf Basis der Erfahrung der Mitgliedsunternehmen des BWO sind die Standardisierungsvorteile auf Seiten des ÜNB deutlich geringer als die gesamtwirtschaftlichen Nachteile (ineffiziente Netzinvestition, ineffiziente Ausnutzung von Offshore-Wind-Flächen, ineffiziente Bau und Betrieb des Offshore-Windparks) einer Standardleistungsstufe.

Zum Argument der Einhaltung des 2K-Kriteriums:

Nach dem Stand der Technik von 2017 ist für eine Leistungsbegrenzung ein Verfahren ähnlich dem TCM2-Verfahren der TenneT anzuwenden, um unter Einhaltung des 2K-Kriteriums eine optimale Auslastung des Kabels zu ermöglichen. Dieses Verfahren kann sowohl unterschiedliche Kabeltiefen als auch unterschiedliche thermische Bodenleitwerte entlang der Kabelroute berücksichtigen. Ein solches Verfahren ist sowohl bei der Planung als auch im Betrieb anzuwenden und führt bei einer Optimierungsplanung zu projektspezifischen und damit unterschiedlichen Leistungsstufen und nicht zu einer immer gleichen Leistungsstufe wie z.B. 300 MW.

Eine Begrenzung auf exakt 250 MW im Betrieb oder später auf exakt 300 MW berücksichtigt nicht die Inhalte des TCM2-Verfahrens. Diese Begrenzung führt dann auch insbesondere beim Ausfall eines parallelen Netzanschlusssystems (z.B. 220-kV-Kabel) zu technisch vermeidbaren Mindereinspeisungen. Eine technische Kapazitätserweiterung unter Verwendung von TCM2-Inhalten ist also wünschenswert.

Zum Argument der fehlenden Betriebserfahrungen von 220-kV-Kabeln über 300 MW:

In vielen Offshore-Windprojekten werden 220-kV-Kabel mit Leistungen über 300 MW geplant und betrieben, wenn es wirtschaftlich notwendig ist. Im Übrigen müsste dieses Argument auch dazu führen, dass die neue Leistungsstufe von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) mit 525 kV von TenneT und Amprion nicht gebaut werden dürfte. Gleiches gilt im Nachgang auch für die ersten HGÜs der TenneT zum Anschluss von OWPs.

4.3.1.2 Gleichstromsystem: Übertragungsspannung +/- 320 kV für Zone 1 und 2; Übertragungsspannung +/- 525 kV für Zone 3

Die Vereinbarung zwischen dem Bund, den Küstenländern sowie den Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz, Amprion und TenneT vom 11. Mai 2020 sieht den Einsatz der 525-kV-2.000-MW-Technik vor. Der FEP greift diese Bestrebung in Abschnitt 4.3.1.2 auf und unterstreicht die Bedeutung eines Standards, speziell auch für die Konverterplattform.

Wir sind der Ansicht, dass die 525-kV-2.000-MW-Umrichter ab 2030 standardmäßig als sogenannte Multi-Terminal DC (MTDC) Systeme ausgerüstet sein sollten. Eine Standardisierung in Richtung MTDC bei den 525-kV-Systemen bis 2030 sollte auf Basis der technischen Möglichkeiten geprüft werden. Dies gilt somit auch für die Systeme, die ab Gebiet 9 bis 2030 zum Einsatz kommen. Dies gilt insbesondere auch vor dem Hintergrund der Bestrebung der Offshore-Vermaschung mit den europäischen Nachbarstaaten wie Dänemark und den Niederlanden. Diesbezüglich sollte auch eine frühzeitige

Koordination und Abstimmung mit den europäischen Nachbarn stattfinden, um eine frühestmögliche Realisierung von grenzübergreifender Vernetzung zu erreichen, wo möglich bereits vor 2030. Dies sollte auch im FEP 2020 Erwähnung finden und transparent und fortlaufend überprüft werden.

Diese Technik ermöglicht es, eine MTDC-Konverterplattform mit einer weiteren Plattform ihrer Art zu vernetzen, und wird bereits von Übertragungsnetzbetreibern als zukünftiger Standard angesehen. Dank der 525-kV-2.000-MW-Umrichter in MTDC-Ausführung wird ein großskaliger Stromtransport zwischen zwei Systemen möglich. Eine solche Verbindung kann z.B. zwischen zwei nach 2030 zu realisierenden Konvertern der Flächen 10 bis 13 und nach entsprechender positiver Prüfung auch zu den bis 2030 errichteten Flächen 9, zwischen diesen Flächen und weiteren Flächen nordwestlich der Schifffahrtsroute 10, erfolgen. Ob eine (planungs-)technische Realisierung zwischen den Konvertern der Anbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-9-2 und den Niederlanden noch erfolgen kann, sollte eingehend geprüft werden. Eine solche Vernetzung sollte auf Sicht angestrebt werden, auch wenn die notwendigen Komponenten zur Gleichstromverbindung untereinander noch nicht zur Verfügung stehen, wie der FEP in 4.3.1.5 erläutert.

Sollte eine Realisierung vor bzw. bis 2030 möglich werden, ergeben sich daraus Implikationen für den FEP. In erster Linie wird bei konsequentem Einsatz von MTDC-Systemen sowie deren Vernetzung untereinander, zusätzlicher Platz entlang der Kabeltrassen von der NOR-9-1 Plattform z.B. in südöstliche Richtung und von der NOR-9.2-Plattform z.B. in nordwestlicher Richtung, erforderlich. Der FEP sollte dann in dieser Hinsicht die nötigen Flächen für zusätzliche Kabeltrassen kartographisch erfassen.

Aus netztechnischer Sicht bestünde der Vorteil darin, dass Netzengpässe an Land durch die Ableitung des Stroms über ein anderes MTDC-System mit freier Kapazität vermieden werden könnten.



4.3.1.5 Gleichstromsystem +/- 525 kV: Anschluss auf der Konverterplattform/ vorzuhaltende Schaltfelder

Wir halten die Vorhaltung von jeweils 12 Schaltfeldern und J-Tubes pro 1.000 MW OWP-Anschlussleistung für kritisch und würden 15 Schaltfelder und J-Tubes als sinnvoll erachten.

Durch die mittige Anordnung des Konverters im Baufeld zweier OWPs, werden voraussichtlich trotz der 66kV-Anbindung erhebliche IAG-Seekabellängen mit einem Kabeldurchmesser von 1000 oder gar 1200 mm² erforderlich sein. Diese großen Seekabel sind beim Kabeleinzug schwierig zu handhaben und werden die erforderliche Zeit für den Einzug verlängern. An dieser Stelle sei darauf verwiesen,

dass TenneT in mindestens einem Direktanschlussprojekt (BorWin Epsilon) bislang nur maximal 1000mm² zum Anschluss an die Gas-isolierte Schaltanlage (GIS) vorsieht. Dies sollte bei künftigen Projekten nicht als Limit gelten.

4.3.3 Grenzüberschreitende Seekabelsysteme

Grenzüberschreitende Offshore-Windparks sind nicht zuletzt seit der Veröffentlichung des Programms der deutschen Ratspräsidentschaft ein wichtiges Thema. Wir begrüßen daher ausdrücklich, dass der FEP Überlegungen zu grenzüberschreitenden Seekabelsystemen anstellt und sehen aber – wie auch das BSH – noch erheblichen Klärungsbedarf in punkto technischer und regulatorischer Fragestellungen.

Unseres Erachtens sollte ein Ansatz verfolgt werden, mit dem für Deutschland eine größere Kapazität Offshore-Windstrom möglich würde, als gleichzeitig durch die Verlegung der Leitungen in der eigenen AWZ verdrängt wird.

4.7 Bestimmung der voraussichtlich zu installierenden Leistung

In Kapitel 4.7.3 wird die Kenngröße der korrigierten Leistungsdichte eingeführt. Aus den Karten geht nicht hervor, ob die korrigierte Leistungsdichte auf die in den Karten ausgewiesene Fläche angewendet wird, oder ob die tatsächlich bebaubare Fläche kleiner ist als die Flächengröße der Gebiete in den Tabellen 4 und 6. In Zukunft empfehlen wir, wie in Abbildung 4, die tatsächlich bebaubare Fläche (A) von der korrigierten Fläche (A*) auch graphisch in den Karten zu berücksichtigen und eine klare Definition für den Begriff der Flächengröße einzuführen.

Im Vorentwurf des FEP 2020 wird ausgeführt, dass die beschriebene Methodik grundsätzlich dem Verfahren entspricht, welches bereits im FEP 2019 dargestellt wurde. Lediglich hinsichtlich der geänderten Gebietszuschnitte in Zone 3 wurde Überarbeitungsbedarf im Hinblick auf die Höhe der anzulegenden Leistungsdichte erkannt. In Hinblick auf eine verbesserte Kosteneffizienz bevorzugen wir das Szenario 2 - Leistungsdichte von 8 MW/km².

Wie vom BSH beschrieben, zeigen aktuelle Forschungsprojekte (Agora-Studie, X-Wakes), dass weiträumige Nachlaufeffekte in dicht geplanten Windpark-Clustern die zur Verfügung stehende Energie eher reduzieren wird. Den Entwicklern sollten daher größere Ausbaufächen zugewiesen werden, um dieses Risiko zu minimieren.

Das Thema Abschattung ist für die Bestimmung der voraussichtlich zu installierenden Leistung von zentraler Bedeutung. Falls Windparks nicht optimal aufeinander abgestimmt sind und zu viele Parks oder Anlagen auf engem Raum stehen, kann es passieren, dass sich die Windgeschwindigkeit reduziert und die Rotorblätter einzelner Windturbinen nicht mehr frei angeströmt werden. Die verringerte Windgeschwindigkeit beeinflusst folglich den Nutzungsgrad der Windkraftanlage (=Volllaststunden), die für den Ertrag von Windparks verantwortlich sind. Der BWO sieht in einer fortschreitenden, verbesserten Meeresraumplanung, der Ausweisung zusätzlicher Flächen für Offshore-Windparks sowie grenzüberschreitenden Kooperation große Potenziale, um möglicherweise auftretende

Abschattungseffekte zu minimieren. Gleichzeitig sollten weitere Forschungsprojekte durchgeführt werden, um die die Auswirkungen des Phänomens weiter zu untersuchen und vorhersagen zu können.

So sollten die Erkenntnisse z.B. aus dem X-Wakes Projekt in die Planung mit einbezogen werden, sobald die Ergebnisse auf industrielle Zwecke skalierbar sind. Insbesondere liegt das Cluster 10.1 und 10.2 in Hauptwindrichtung nachgelagert, so dass sich zusätzliche (weiträumige) Nachlaufverluste durch die Ergebnisse des X-Wake Projektes ergeben könnten. Dem könnte durch eine größere Flächenzuweisung entgegengewirkt werden.

Grundsätzlich besteht aus unserer Sicht nicht nur Überarbeitungsbedarf hinsichtlich Zone 3, sondern auch hinsichtlich der bereits erfolgten Festlegungen im FEP 2019. Ein wichtiger Faktor für die Festlegungen im FEP ist die Kosteneffizienz (vgl. § 1 Abs. 2 WindSeeG). Diesem Ziel könnte u.E. besser Rechnung getragen werden, wenn möglichst große Flächen festgelegt und ausgeschrieben werden. Küstenferne, aber kleinere Flächen (wie beispielsweise N-6.7) werden voraussichtlich keinen Zuschlag zu aktuell möglichen Strompreisen erhalten, da ein wirtschaftlicher Betrieb allenfalls zu erheblich höheren Kosten gegeben sein wird. Gleichzeitig kann eine kleinere Fläche mit einer zu installierenden Leistung von 270 MW nur einen geringen Beitrag dazu leisten, den Ausbaupfad zu erfüllen (siehe Tabelle 10 im Vorentwurf des FEP 2020). Hinzu kommt, dass die Kosten für die Netzanbindung einer solch kleinen Fläche nicht in angemessenem Verhältnis zu der voraussichtlich zu installierenden Leistung stehen.

Wie bereits angemerkt (siehe Ziffer 2.) sollte statt einer Festlegung von kleineren Flächen der gesamte Raum der AWZ auf seine Eignung hinsichtlich der Nutzbarkeit für Offshore-Wind untersucht werden und küstennahe Gebiete und großräumige Flächen mit hoher voraussichtlich zu installierender Leistung festgelegt werden. Auf diese Weise wird den zuvor genannten Zielen aus dem WindSeeG Rechnung getragen. Eine Abwägung muss zudem nicht nur die Flächeneffizienz, sondern auch die Kosteneffizienz berücksichtigen. Durch die Ausweisung kleinerer Flächen in großer Entfernung zur Küste wird aber ausschließlich der Flächeneffizienz gedient und dadurch die Energiewende unnötig verteuert.

5. Festlegungen

5.1 Grundsätzlich

Nutzungskonflikte

Wir begrüßen, dass für die Mehrzahl der Gebiete für die Errichtung von Windenergieanlagen auf See keine Nutzungskonflikte erkennbar sind (vgl. Tabelle 5 FEP Vorentwurf). Kritisch ist jedoch die Einstufung von N-4, N-5, O-2 und O-3 als Konfliktfall, was aktuell nicht näher erläutert wird, da die Überarbeitung im Entwurf des FEP 2020 erfolgen soll. Der Zusatz „Nachnutzung unter Prüfung“ und die vorgeschlagene „Verkleinerung des ausgewiesenen Clusters 5 auf die im Betrieb befindlichen OWP“ verursacht aktuell einige Fragen.

Wie im Vorentwurf des Flächenentwicklungsplans erwähnt, hat der BWO eine Studie zu den Auswirkungen von Offshore-Windparks auf die Seetaucherpopulation in Auftrag gegeben. Die Studie „Divers (Gavia spp.) in the German North Sea: Changes in Abundance and Effects of Offshore Wind

Farms“ wurde von BioConsult SH, IBL Umweltplanung und dem Institut für angewandte Ökosystemforschung (IfAÖ) durchgeführt und am 11. März 2020 veröffentlicht¹.

Hauptergebnisse:

1. Über den Studienzeitraum (2001 – 2018) waren die Frühjahrsbestände der Seetaucher in der deutschen Nordsee insgesamt stabil bei Schwankungen zwischen einzelnen Jahren ohne erkennbaren Trend. Es wurde kein Zusammenhang zwischen dem Seetaucher-bestand und dem Ausbau der Windkraft festgestellt. Seetaucher erreichen im Frühjahr die höchsten Bestandszahlen und es wurde eine mittlere Anzahl von 16.500 Seetauchern im Frühjahr in der deutschen Nordsee berechnet.
2. Nach dem Ausbau der Offshore-Windparks im nördlichen Teilbereich wurde eine weniger variable Verteilung der Seetaucher festgestellt. Seitdem konzentrieren sich die Vögel relativ konstant in einem zentralen Bereich des Hauptkonzentrationsgebietes. Der Seetaucherbestand im Hauptkonzentrationsgebiet ist trotz dieser geringeren Variabilität nicht rückläufig und das Gebiet ist weiterhin im Frühjahr von sehr hoher Bedeutung für rastende Seetaucher. Die Daten geben keine Hinweise darauf, dass die Tragfähigkeitsgrenze für Seetaucher im Hauptkonzentrationsgebiet erreicht ist. Im Winter ist die räumliche Verteilung variabler und die Tiere halten sich deutlich küstennäher und insgesamt in deutlich niedrigeren Dichten in der deutschen Nordsee auf.
3. Seetaucher halten unterschiedliche Meideabstände zu den Windparks ein, abhängig von verschiedenen Jahreszeiten (Frühjahr/Winter) und Gebieten (Nord/Süd). Das zuverlässigste Ergebnis für einen Meideabstand (Gradient) basiert auf allen verfügbaren Daten aus dem Frühjahr und für das gesamte Untersuchungsgebiet und kommt auf 10,2 km. In den beiden Teilgebieten Nord und Süd wurden geringfügig geringere Distanzen festgestellt. Ein Vorher-Nachher-Ansatz für das nördliche Teilgebiet im Frühjahr zeigte größere Meideabstände (zwischen 11 km und 13 km), der Ansatz zeigt jedoch Unsicherheiten abhängig vom jeweils verwendeten Vorher-Zeitraum.
4. Für das gesamte Untersuchungsgebiet und für alle verfügbaren Daten aus dem Frühjahr wurde ein theoretischer Habitatverlust von 5 km (Radius um einen Modell-OWP) berechnet. Aufgrund eines deutlich flacheren Verlaufs der Vertreibungskurve ergibt sich für den südlichen Teil ein theoretischer Habitatverlust von 2 km (Frühjahr), während für den nördlichen Teil ein theoretischer Habitatverlust von 5 km (Frühjahr) berechnet wurde. Obwohl ein Teil dieses Unterschieds auf eine geringere Dichte von Seetauchern im südlichen Teil zurückzuführen ist, zeigt dieser Unterschied, dass es regionale Unterschiede in der Reaktion von Seetauchern auf Offshore-Windparks gibt. Die vorliegenden Ergebnisse sind daher nur sehr begrenzt auf andere Gebiete außerhalb des Untersuchungsgebietes übertragbar und müssen im Einzelfall konkret geprüft werden.

Unseres Erachtens sind Meideabstände bzw. der theoretische Habitatverlust als alleinstehendes Bewertungskriterium nicht ausreichend (aufgrund der hohen Varianzen bei geringen Dichten) für die Beurteilung der Auswirkungen der Offshore-Windkraft. Entscheidungen sollten auf die tatsächliche Veränderung der lokalen Population abgestellt werden.

¹ Abrufbar unter: https://www.bwo-offshorewind.de/wp-content/uploads/2020/03/20200306_diverstudy_v1-0_final.pdf.

Verteilung Ausschreibungsvolumen auf Ostsee und Nordsee

Grundsätzlich möchten wir feststellen, dass die Fortschreibung des FEP 2020 nicht den vom Gesetzgeber ausdrücklich benannten Kriterien für die Festlegung der Flächen gem. § 5 Abs. 4 S. 2 Nr. 7 WindSeeG „eine unter Berücksichtigung der insgesamt vorhandenen Potenziale ausgewogene Verteilung des Ausschreibungsvolumens auf Flächen in der Nordsee und in der Ostsee“ gerecht wird.

Die im Vorentwurf enthaltene Verteilung des Ausschreibungsvolumens berücksichtigt erneut nicht die weiteren erheblichen Potenziale mit seinen vorhandenen spezifischen Vorteilen für die Entwicklung von Offshore-Windparks (OWP) in der Ostsee. Für die Ostsee ist im Vorentwurf des FEP lediglich ein AC-Netzanbindungssystem mit einer zu installierenden Leistung von 300 MW (bzw. 600 MW inkl. Testfeld-Fläche) für das Zielmodell bis einschließlich 2030 vorgesehen, während in der Nordsee in den Jahren 2026 bis 2030 nunmehr eine zu installierende Leistung von 8.430 MW realisiert werden soll. Das führt im Vergleich zum FEP 2019 zu einem starken Ungleichgewicht des Offshore-Netzausbaus. Durch den zu erwartenden Ausblick des FEP für die Jahre 2031 bis 2035 wird dieses Ungleichgewicht weiter zunehmen.

Es werden unserer Ansicht nach in diesem Zusammenhang nicht alle Möglichkeiten und Optionen in Bezug auf die Nutzung von Potenzialen in der AWZ der Ostsee geprüft, um die Klimaschutzziele zu erreichen, zu denen sich Deutschland national, europäisch und global verpflichtet hat. Dazu gehören auch eine fachliche Prüfung und Diskussion, inwieweit Flächen ggf. für die Nutzung von Offshore-Windenergie umgewidmet oder zukünftig kooperativ mit anderen Nutzungsinteressen bewirtschaftet werden können. Gegenwärtig werden zudem bestehende Flächenpotenziale nicht vollumfänglich ausgeschöpft (Siehe dazu auch 5.4). Auch finden Flächen mit Vorbehalten/Restriktionen für die Zeit nach 2030 keine zumindest informatorische Berücksichtigung im FEP.

Eine vollumfängliche Prüfung und Berücksichtigung der Potenziale in der Ostsee sollte schon allein deshalb geboten sein, um das Risiko für den Fall zu minimieren, dass das Ausbauziel von 40 GW bis 2040 anders nicht zu erreichen ist.

Flächen in Gebiet N-5

Die auf Seite 39 des Vorentwurfes 2020 zum Ausschluss der Fläche N-5.4 getroffenen Aussagen sind auf Grundlage der aktuellen Ergebnisse der Seetaucher-Studie inhaltlich nicht mehr haltbar und daher insgesamt neu zu bewerten.

Insbesondere zeigen die Ergebnisse, wie bereits oben dargestellt, dass der Bestand der Seetaucher stabil ist und damit keine ermittelte statistisch signifikante Abnahme der Abundanz der Seetaucher im Hauptkonzentrationsgebiet gibt, wie im Vorentwurf 2020 noch ausgeführt wird. „Bereits festgestellte kumulative nachteilige Auswirkungen“ sind unserer Auffassung nach ebenfalls nicht nachgewiesen.

Auf Basis der Seetaucher-Studie stehen der Festlegung der Fläche N-5.4 hinsichtlich des Artenschutzes keine allgemeinen Bedenken entgegen, welche die Anwendung des „Vorsorgeprinzips“ rechtfertigen würden. Die erforderliche konkrete Prüfung des Einzelfalles dürfte erst im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens vorgenommen werden und müsste auch im Hinblick auf den Meideradius des Seetauchers bereits vorgeschlagene Änderungen des Flächenzuschnitts berücksichtigen.

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

Flächen im Gebiet N-10

Der BWO weist darauf hin, dass für das im Cluster 10 liegende Projekt „KAIKAS“, für welches eine Genehmigung vorliegt, seit Jahren eine Verfassungsbeschwerde beim Bundesverfassungsgericht anhängig ist. Eine Entscheidung des Gerichts steht weiterhin aus. Die erfolgreiche Realisierung des Projekts ist daher noch offen. Wir bitten diesen Aspekt im weiteren Verfahren zu berücksichtigen.

5.2 Flächen

Wir begrüßen insgesamt die Umsetzung des 20 GW Ziels bis 2030. Allerdings wird jedoch schon heute der räumliche Interessenskonflikt für die Netzanbindungssysteme der gesetzlich vorgesehenen weiteren 20 GW bis 2040 deutlich. Insbesondere die Anschlusskorridore für das 40 GW Ausbauziel sollten im aktuellen FEP Entwurf auch schon angedacht werden. Konsequenterweise umgesetzte Sektorenkopplung – auch vor 2030 – sowie internationale Netzlösungen, zukünftiger vermaschter Offshorenetze für Zone 3-4 in der Nordsee oder Vermaschung über das Projekt Bornholm in der Ostsee sind zu berücksichtigen.

Wir weisen nochmals ausdrücklich darauf hin, dass der Ausbaupfad ab Inbetriebnahme des Südlinks 2027, aus Sicht der Branche gleichmäßige Zubauraten von 2-3 GW/Jahr in den Jahren 2027-2030 vorsehen sollte. Das hier aufgezeigte sehr endlastige FEP Szenario von 3 GW in 2029 und 4 GW in 2030 erscheint unrealistisch und erlaubt keinerlei netzseitige Verzögerungen oder potentielle Flächenverluste zur Erreichung des Ausbauziels 2030. Dies haben wir bereits in der BWO-Stellungnahme zum Gesetzesentwurf des WindSeeG dargelegt und kritisiert².

Insbesondere die neue Verschiebung von 1 GW Ausschreibungsvolumen vom Jahr 2023 in das Jahr 2024 (N-9.1, Unterweser) sollte beschleunigt werden, um den Netzausbaupfad der Jahre 2029 und 2030 zu entlasten. Alternativ bitten wir um Prüfung, ob der NVP NOR-13-1 mit 2 GW Kapazität nach Heide/West – unter Berücksichtigung der verstärkten Netzentlastung durch Sektorenkopplung, auch schon deutlich vor 2030 bereitgestellt werden könnte.

5.3 Voraussichtlich zu installierende Leistung

Wie unter 4.7 ausgeführt, ist im Hinblick auf das Ziel des kosteneffizienten Ausbaus der Windenergie auf See von einer Festlegung von kleineren Flächen abzusehen. Stattdessen sind vor allem großräumige Flächen mit hoher voraussichtlich zu installierender Leistung in küstennahen Bereichen festzulegen.

² Abrufbar unter https://www.bwo-offshorewind.de/wp-content/uploads/2020/07/200623_stellungnahme-gesetzesentwurf-windseeg_bwo.pdf.

5.4 Festlegungen für das Küstenmeer

Auch wenn die Überarbeitung des Kapitels erst im Entwurf des FEP erfolgt, sei folgende Lösung bereits hier aufgeführt. Weitere bislang unberücksichtigte Potentiale sehen wir bspw. im Küstenmeer der Ostsee, die parallel über eine spezielle Küstenmeerregelung zusätzlich erschlossen werden können, ohne die Eintrittsrechte bestehender Projekte zu beeinträchtigen (Siehe dazu auch 5.1). Die Reihenfolge der Netzanbindungen in der Ostsee soll unverändert bleiben.

Projekte im Küstenmeer können bisher und auch in Zukunft ohne Vorplanung durch das BSH von privaten Investoren – genau wie bei Windenergie an Land – nach dem Rechtsregime des BImSchG und den Vorschriften des jeweiligen Küstenbundeslandes entwickelt und genehmigt werden. Von den Ausschreibungen nach dem WindSeeG sind diese legitimen Projekte ausgeschlossen, da ihre Flächen keine „Weißflächen“ (ohne Rechte) sind. Dadurch ist eine Zuteilung der Netzanbindung nicht möglich, da diese an die erfolgreiche Teilnahme an einer Ausschreibung gekoppelt ist. Der Offshore-Zubau im Küstenmeer wird erschwert, weil die Netzkosten nach derzeitiger Gesetzeslage nur vom Übertragungsnetzbetreiber finanziert werden können.

Die Festlegungen des Flächenentwicklungsplanes orientieren sich auch unter Berücksichtigung der Küstenmeerregelung ausschließlich an den in § 5 Abs. 4 WindSeeG genannten energiewirtschaftlichen Zielen. Der Vorschlag einer Küstenmeerregelung fügt sich dabei nahtlos in das WindSeeG ein. Das Ausschreibungsverfahren entspricht dem Verfahren nach dem Zentralen Modell. Durch die Einbeziehung des Potentials des Küstenmeeres über die Weißflächen hinaus ist kurzfristig ein größeres Ausschreibungsvolumen möglich. Das fördert den Wettbewerb und sichert die Erfüllung der Ausbauziele bis 2030. Für eine ausführliche Erläuterung und Begründung wird auf die Stellungnahme des BWO zum Gesetzesentwurf WindSeeG verwiesen³.

Damit können die Ausschreibungsregeln für das zentrale Modell (§§ 16 ff. WindSeeG) auf nach dem BImSchG genehmigte Projekte im Küstenmeer (§ 16a Abs. 1 WindSeeG-E) angewandt werden. Voraussetzung ist: Der Genehmigungsinhaber verpflichtet sich vorab durch einen öffentlich-rechtlichen Vertrag, die Genehmigung auf den bezuschlagten Bieter zu übertragen, wenn er das parallel erteilte Eintrittsrecht nicht ausübt. Da für die Genehmigung bereits ein umfangreiches Zulassungsverfahren erfolgreich absolviert wurde, gibt es keinen Sachgrund für ein weiteres Fachplanungs- und Voruntersuchungsprogramm i.S.d. §§ 4 ff. WindSeeG. Die Fläche des genehmigten Projekts kann deshalb ohne weiteres in den Flächenentwicklungsplan aufgenommen werden und es ist keine Voruntersuchung erforderlich (§ 16a Abs. 2 WindSeeG-E).

Nach § 5 Abs.1 WindSeeG trifft der Flächenentwicklungsplan Festlegungen für das Küstenmeer. Vor dem Hintergrund der Aufnahme einer ergänzenden Küstenmeerregelung im Zuge der WindSeeG-Novelle schlagen wir folgende Änderungen in Kapitel 5.4 vor:

1. Die Aufnahme einer entsprechenden Passage, die analog zu Kapitel „5.4.1 Verwaltungsvereinbarung“, im Zentralen Modell die Realisierung von genehmigten und erörterten Projekten (die sich aus einer Küstenmeerregelung ergeben) auf Flächen sowie den dazugehörigen Offshore-Anbindungsleitungen und Trassenkorridore ermöglicht.

³ Abrufbar unter https://www.bwo-offshorewind.de/wp-content/uploads/2020/07/200623_stellungnahme-gesetzesentwurf-windseeg_bwo.pdf.

2. Ebenso sind die Kapitel „5.4.2 Gebiete für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See“ und Kapitel „5.4.3 Flächen für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See“ mit den möglichen Flächen aus der Küstenmeerregelung entsprechend anzupassen, bzw. zu ergänzen.

5.5. Zeitliche Reihenfolge der auszuschreibenden Flächen

Unseres Erachtens wäre es sinnvoll, wenn bei mehreren OWP-Flächen, die an eine Plattform angebunden werden, die Bereitstellung der Netzanschlüsse für die betroffenen Flächen in unterschiedlichen Kalenderjahren erfolgt, wenn dies unter Aufrechterhaltung des Ausbaupfades möglich ist (Siehe dazu auch F.17 aus dem Fragenkatalog).

Wenn man die für die künftigen Kapazitäten von 2GW erforderliche Anzahl von IAG-Strängen (12 oder mehr pro 1GW-Teilfläche) auf dem Konverter einzieht, dann ist hierfür ein erhebliches Wetterfenster erforderlich. Dieses auf mehr als eine Partei aufzuteilen oder gar mehrere Parteien gleichzeitig auf dem Konverter arbeiten zu lassen birgt erhebliche Risiken. In dieser "heißen Phase" der Konverter-Installation und Inbetriebnahme sind diverse Restriktionen zu beachten, u.a. die maximal zulässige Anzahl von Personen auf der Plattform (Stichwort Rettungsmittel, Evakuierungskonzept, Priorität bei erforderlichen Zugängen, Schalthandlungen etc).

Die rechtzeitige und einvernehmliche Abstimmung über diese Arbeiten mit mehr als einem OWP und dem ÜNB kann als nahezu unmöglich betrachtet werden. Sie ist erfahrungsgemäß schon bei 900MW und nur einem OWP-Betreiber problematisch, da auch der ÜNB bis zur endgültigen Bereitschaft des Konverters mit erheblicher Personenzahl Arbeiten auf dem Konverter durchführt und dem OWP keine Priorität einräumen wird. Durch eine gleichmäßigere Aufteilung auf mehrere Jahre kann das Problem verhindert werden. Diese Verteilung müsste bei der Flächenausschreibung seitens der BNetzA berücksichtigt werden.

Grundsätzlich sollte es die Pflicht des plattformerrichtenden ÜNB sein, dem anschließenden OWP-Betreiber ein in kalendarischer Lage und Dauer geeignetes "Einzugsfenster" rechtzeitig vor der verbindlichen Fertigstellung des Netzanschlusses einzuräumen. Die Fertigstellung des Netzanschlusses kann nicht nur dadurch erreicht werden, dass der ÜNB im entsprechenden Kalenderjahr fertig wird. Vielmehr muss auch dem OWP die Gelegenheit gegeben werden, in dem dazugehörigen Jahr seine Anschlussarbeiten abgeschlossen zu haben. Erst nach erfolgreich beendetem Probetrieb nach Einzug und Installation der IAG-Kabel kann die Fertigstellung des Netzanschlusses als erreicht angesehen werden. Andernfalls müssten die OWP-Bieter regelmäßig davon ausgehen, erst im Jahr nach dem zugesagten anschließen zu können, was nicht im Sinne des Gesetzgebers wäre.

Die vorgenannten Probleme könnten durch zwei verbindliche Netzanschlusstermine in aufeinanderfolgenden Jahren für einen Konverter gänzlich vermieden werden, wenn die zwei OWPs von unterschiedlichen OWP-Betreibern errichtet werden. Die Verteilung müsste bereits bei der Flächenausschreibung seitens der BNetzA berücksichtigt werden - und zwar ggf. auch mit zeitlichem Vorziehen des Konverters ins Vorjahr.

Bei parallelen Bauphasen ist außerdem die Belastung der Meeresumwelt z.B. durch die Bodenrammungen, aber auch Schiff- und Flugverkehr zu berücksichtigen. Diese fällt erheblicher als bei aufeinanderfolgenden OWP Abwicklungen aus.

Obiges gilt grundsätzlich auch für die Ostsee, sofern dort mehrere OWP-Flächen an eine Umspannplattform angeschlossen werden sollten, so diese denn vom ÜNB errichtet würde.

5.6 Kalenderjahr der Inbetriebnahme

Der am 3. Juni 2020 beschlossene Gesetzesentwurf für eine Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes sieht vor, dass neben den Festlegungen der Kalenderjahre für die Inbetriebnahme der Offshore-Anbindungsleitungen und Windenergie-Anlagen auch die Benennung der Quartale erfolgt.

Grundsätzlich halten wir es für realisierbar im gleichen Quartal, in dem der verbindliche Fertigstellungstermin der Netzanbindung liegt, mit der Inbetriebnahme der Windenergie-Anlagen (WEA) zu beginnen. Wir halten es jedoch nicht für machbar, dass in dem gleichen Quartal alle WEA in Betrieb genommen werden können. Die Inbetriebnahme der WEA nimmt je nach Parkgröße mindestens ein halbes bis dreiviertel Jahr ab Inbetriebnahme des Netzanschlusses des jeweiligen Windparks in Anspruch.

Wenn mehrere OWP in einem Quartal an einen gemeinsamen Konverter angeschlossen werden sollen, muss bereits in der Ausschreibung der Flächen festgelegt werden, in welcher Reihenfolge die OWP in Betrieb gehen. Das sollte durch zwei unterschiedliche Fertigstellungstermine der Netzanbindung gewährleistet werden. Jegliche abweichende Regelung bezüglich der Fertigstellungstermine hätte auch mit Blick auf Schadensersatzansprüche bis zur Fertigstellung des Netzanschlusses deutlich verkomplizierende Auswirkungen und könnte zu Wettbewerbsnachteilen einzelner OWP-Vorhabenträger führen, wenn die Reihenfolge der Fertigstellungstermine erst zu einem Zeitpunkt nach der Ausschreibung festgelegt werden würde (Siehe dazu auch F.18 aus dem Fragenkatalog).

Dagegen sind bei den zukünftigen 2 GW Anschlusskonzepten sowohl eine unabhängige Inbetriebnahme der 1 GW Module als auch der jeweils angeschlossenen Windparks technisch möglich und entsprechend rechtzeitig zu planen.

5.8 Trassen oder Trassenkorridore für Offshore-Anbindungsleitungen

Bei der räumlichen Beschreibungen der Trassen zu den Konverterplattformen in den Gebieten N-3 bis N-13 bitten wir um Berücksichtigung der angedachten Anschlusskorridore und Systeme (Kabelsysteme und/oder H2 Rohrleitungen) für die weiteren 20 GW, die zwischen 2030 und 2040 vorgesehen sind. Zumindest eine informative Darstellung wäre hier wünschenswert, um späteren Konflikten vorzubeugen.

5.10 Trassen oder Trassenkorridore für grenzüberschreitende Stromleitungen

Siehe Kommentare in 5.2.

5.11 Trassen und Trassenkorridore für Verbindungen zwischen den Anlagen untereinander

Siehe auch Ausführungen zu Kapitel 4.3.1.

7. Sonstige Energiegewinnungsbereiche

Der BWO begrüßt die Aufnahme sonstiger Energiegewinnungsbereiche in den Vorentwurf des FEP, da die Bedeutung von grünem Wasserstoff zunehmend wächst. Grundsätzlich ist die Herangehensweise richtig, erst einmal Flächen zu verwenden, die für eine eigene Netzanbindung nicht genügend Potential bieten. Allerdings machen die in der Nationalen Wasserstoffstrategie aufgezeigten Kapazitäten von bis zu 5 GW zusätzlich aus On- und Offshore-Wind eine Ausweisung von weiteren sonstigen Energiegewinnungsbereichen erforderlich, da diese Kapazität sonst nicht bereitgestellt werden könnte.

Daher ist auch der Ausschluss eigener Netzanbindungen für sonstige Energiegewinnungsbereiche aus unserer Sicht nicht zielführend. Durch den Ausschluss eigener Netzanbindungen ist es nicht möglich, die erzeugte Energie direkt abzuführen und beinhaltet automatisch eine Zwischenspeicherung oder Abtransport nach Umwandlung mit Schiffen. Diese beiden Schritte verbrauchen zusätzlich Energie. Darüber hinaus sind diese Schritte auch unwirtschaftlicher als eine direkte Abführung der Energie über Kabel oder Pipeline. Sollten Flächen ohne eine gewährleistete Abführung der Energie ausgewiesen werden, würde sich das auch direkt durch die steigende Förderhöhe bemerkbar machen, die erforderlich wäre, um eine Wirtschaftlichkeit zu erreichen. Wir bitten hier daher, eine entsprechende Ergänzung von Anschlussmöglichkeiten zu prüfen, ggf. auch mit begrenzter Kapazität. Weitere Hinweise dazu finden Sie auch unter F.23 bis F.27 im Fragenkatalog.

Parallel sollte auch die Möglichkeit einer indirekten Netzanbindung sonstiger Energiegewinnungsbereiche an eine „konventionelle Netzanbindung“ geprüft werden. Bei dieser vermaschten Lösung würde z. B. die Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse auf See erfolgen, jedoch die Effizienz Nachteile einer isolierten Inselösung vermieden. Erste Analysen haben gezeigt, dass durch eine nachrangige und förderfreie Einspeisung von Überschussstrom ins öffentliche Netz bei gleichzeitiger Möglichkeit, auch zeitweise Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen zu können, deutliche Vorteile entstehen. So wird das Gesamtsystem (inklusive der kurzen Anbindungsleitung an einen benachbarten Konverter) effizienter dimensioniert und die Kosten für grünen Wasserstoff reduziert, ohne jedoch auf begrenzt verfügbare Trassenkorridore zum Land zurückgreifen zu müssen. Hierfür wäre allerdings eine Änderung des WindSeeG erforderlich, die derzeit eine (auch indirekte) Anbindung an das öffentliche Netz ausschließt.

ZU SEN-1

Der Bereich von 28.8 km² in der Nordsee liegt unter der von uns definierten Mindestgröße für einen wirtschaftlichen Flächenbetrieb, könnte aber bei entsprechender Förderung die Errichtung eines ausreichend großen OWPs (ca. 20-23 WEA, möglicherweise mit einer erweiterten Basisplattform am unteren Ende des Mastes für die Befüllung) und einer Elektrolyseurplattform gewährleisten. Ein Vorteil ist dabei die benachbarten Erdgaspipelines Norpipe und Europipe. Ein Austausch über die mögliche

zukünftige Nutzung sollte vom BSH und dem Landesamt für Bergbau koordiniert werden. Der Nachteil ist, dass die genannte SEN-Fläche durch die benachbarten OWPs und die eigene Aufteilung in zwei Teile geteilt und durch mögliche Flugkorridore beschränkt wird, was die Windenergieerzeugung und somit die Wirtschaftlichkeit beeinträchtigen kann. Auch sind beträchtliche Abschattungseffekte zu erwarten.

ZU SEO-1

SEO-1 ist mit ca. 8 km² sehr klein.

8. Anhang

Der BWO begrüßt, dass der Anhang bereits eine langfristige Perspektive von möglichen auszuschreibenden Flächen nach 2030 aufzeigt.

Kontakt:

Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V.
Schiffbauerdamm 19, 10117 Berlin

Johanna Kardel
Senior Managerin Politik & Regulatorik
Telefon: 030 28 44 46 50
E-Mail: j.kardel@bwo-offshorewind.de

Andreas Mummert
Manager Technik & Betrieb
Telefon: 030 28 44 93 41
E-Mail: a.mummert@bwo-offshorewind.de