

Fragenkatalog im Rahmen der Konsultation des BSH-Vorentwurfs eines Flächenentwicklungsplans 2020 (Anlage zur Stellungnahme)

Zu 4.2.1.3 Gleichstromsystem: Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP

F.1 Gibt es seitens der Konsultationsteilnehmenden begründete Vorbehalte gegen eine offenere Schnittstellenfestlegung, die auch die Verbindung mittels Steckverbindung ermöglicht?

Generell gibt es keine Vorbehalte gegen eine offenere Schnittstellenfestlegung, mittels Steckverbindung und Einzug mittels Direct-Pull-In. Der Vorteil ist, dass so projektspezifische Unterschiede kosteneffizient optimiert werden können. Dabei sollte jedoch das Direct-Pull-In als Standardkonzept festgelegt werden und Steckverbindung als Option vorgesehen werden.

Die Festlegung der Eigentumsgrenze am „Endverschluss des Seekabels“ hingegen, sollte unserer Auffassung nach keinesfalls offengelassen werden. Die Erläuterung 1 der ÜNB zum 1. Absatz ihres Vorschlages zum Thema „Eigentumsgrenze“ ist für uns missverständlich. Wir lesen den ersten Absatz des Vorschlages so, dass nur die Frage offengelassen werden soll, ob die Seekabel direkt an die GIS oder eben an eine Steckverbindung angeschlossen werden. Hiergegen haben wir keine Einwände. Die Festlegung der Eigentumsgrenze halten wir mit der Festlegung „Endverschluss des Seekabels“ für eindeutig und richtig. Steckverbindung und Plattformkabel wären demnach immer im Eigentum der ÜNB. Eine Änderung oder Aufweichung dieser im FEP 2019 bereits erreichten Klarheit lehnen wir ab. Die Erläuterung 1 der ÜNB jedoch, deutet (entgegen der Formulierung des 1. Absatzes) explizit diese Aufweichung als beabsichtigt an.

Siehe hierzu jedoch auch unsere Antwort zu F.2

F.2 Ist die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Mindestlänge des Seekabels auf der Plattform von 15 m schlüssig und umsetzbar?

Dies steht im Widerspruch zum FEP, der eine freie Länge von bis zu 15m und nicht eine Mindestlänge von 15 m spezifiziert. Eine Klärung der Darstellung ist hier notwendig.

Die Länge von 15m sollte aus unserer Sicht die Maximallänge sein, nicht die „Mindestlänge“. Eine Festlegung dieser Länge über die genannten 15m hinaus „je nach Anforderung des ÜNB“ lehnen wir ab. Dies würde die Entscheidung darüber in unbestimmter Weise dem ÜNB überlassen, was zu unkalkulierbaren Risiken für die OWP-Entwickler führt.

Bis zu 15m auf einer Plattform einziehen zu müssen, entspricht unserer Erfahrung nach dem Stand der Technik. Der benötigte Raum, um derartige Längen mehrerer Stränge zeitgleich binnen weniger Tage einzuziehen, ist erheblich und nimmt mit jedem zusätzlichen Meter zu. Der Kabeleinzug selbst ist mit erheblichem Aufwand verbunden. Auch geht es dabei nicht ausschließlich um den Vorgang des Einziehens selbst, sondern um die danach folgenden Arbeitsschritte. Das Kabel muss zunächst temporär abgelegt oder abgehängt, dann muss es vom Kabelmantel befreit („Stripping“ genannt), und schließlich müssen die Einzeladern in die endgültige Position der Kabelroute bis zur GIS oder zur Steckverbindung

gebracht werden. Diese Arbeiten erfordern wegen der einzuhaltenden großen Biegeradien erheblichen Raum (typisch mehrere Meter vor dem Stripping, zwischen 1 und 2 Metern für die Einzeladern danach).

Grundsätzlich gilt hier also, je kürzer, desto einfacher für alle Beteiligten.

Aus Sicht eines OWP-Entwicklers bietet eine Seekabellänge, die über das notwendige Maß zum Anbringen der Terminierung (des Steckers) hinaus geht, keinen Mehrwert. Der OWP braucht diese bis zu 15m Länge nicht, um einen Einzug zu ermöglichen. Diese gerade noch beim Einzug als praktikabel anzusehende Maximallänge von 15m stellt ein Zugeständnis an den ÜNB dar, um ein Direktanschlusskonzept an die GIS realisieren zu können. Erfolgt hingegen ein Anschluss mittels Steckverbindung und Plattformkabeln bis zur GIS, sollte diese Seekabellänge in jedem Fall auf deutlich unter 15m begrenzt werden. Dies ist in der von den ÜNB vorgeschlagenen Formulierung nicht berücksichtigt.

Hinzu kommt, dass bei zukünftigen Projekten mit 2000MW-Konverter-Plattformen, die dann zentral zwischen zwei Teilflächen angeordnet sind, erhebliche IAG-Kabellängen in den einzelnen Strängen der Innerparkverkabelung entstehen werden. Es ist absehbar, dass hierbei zunehmend größere Kabelquerschnitte (trotz 66kV Direktanbindung) zum Einsatz kommen müssen, bis zu 1200mm² sind hier momentan absehbar.

Im Falle der Steckverbindung sind die zwischen dieser und der GIS zu verlegenden „Plattformkabel“ deutlich flexibler (und kostengünstiger) als die Seekabel. Auch liegt ihre Planung und Installation komplett und vom OWP-Betreiber weitestgehend unabhängig im alleinigen Einflussbereich des ÜNB. Somit sollte im Falle einer Steckverbindung grundsätzlich die Länge der Seekabel minimiert und die der Plattformkabel maximiert werden. Räumlichen Erfordernissen im jeweiligen Plattformdesign muss dann in Abstimmung zwischen den Parteien für jedes einzelne Seekabel Rechnung getragen werden, resultierend in unterschiedlichen Längen über Hang-Off je Kabel, aber in jedem Fall maximal 15m.

Wir schlagen daher 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.

F.3 Gibt es weitere Aspekte, die bei der Abwägung der Vorschläge berücksichtigt werden sollten?

Beim Begriff „Direct-Pull-In“, wie per Fußnote 7 zum Entwurf der ÜNB interpretiert, werden unserem Verständnis nach zwei Sachverhalte vermischt. Nach unserem bisherigen Verständnis bezeichnet „Direct-Pull-In“ das Ziel, die Seekabel (mit einer Länge von maximal 15m über Hang-Off) direkt an der GIS zu terminieren, also eben ohne Steckverbindung mit anschließendem Plattformkabel.

Das in der Fußnote erwähnte „Nachfassen des Kabels“ zu vermeiden, ist grundsätzlich wünschenswert. Jedoch sollte die jeweils vom OWP-Entwickler bzw. dessen Kabel-Auftragnehmer angewandte Methodik ausgewählt werden können. Dieser Auftragnehmer trägt regelmäßig das Risiko für die

gesamte Kabeleinzugsoperation und muss daher die Möglichkeit haben, über die Handhabung seines Kabels zu entscheiden. Hierbei kann dem OWP-Entwickler durchaus auferlegt werden, die vom ÜNB vorgesehenen Möglichkeiten zu nutzen, soweit zumutbar. Eine Beurteilung, ob „ohne Nachfassen“ gearbeitet werden kann, ist dem OWP-Entwickler auch erst möglich, nachdem die entsprechende Planung der Konverterplattform vom ÜNB offengelegt wird. Somit lehnen wir eine Festlegung auf „Einziehen ohne Nachfassen“ im FEP ab.

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.

Grundsätzlich empfehlen wir hier eine frühzeitige Einbindung der zukünftigen Windparkbetreiber bei Abstimmungen sowie Terminplanung, um eine möglichst reibungslose Realisierung zu erreichen.

4.2.2.1 Drehstromsystem: Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP

F.4 Ist der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Verzicht auf die explizite Nennung des Einzugsverfahrens für den OWP-Vorhabenträger sinnvoll?

Siehe Kommentar zu F.1. Die Nennung eines Einzugsverfahrens ist aus unserer Sicht nicht erforderlich, da das Verfahren im Detail vom jeweiligen Plattformdesign abhängen wird. Siehe auch Kommentar zu F.1.

F.5 Sollte entsprechend dem Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber auf die Limitierung der Länge des Seekabels auf 15 m verzichtet werden?

Nein, auf die Limitierung der Länge des Seekabels sollte auf keinen Fall verzichtet werden. Diese beherrschbare Maximallänge ist vom Einzugsverfahren völlig unabhängig zu betrachten. Daher sollte auch im Falle von Drehstromplattformen eine Limitierung auf den Maximalwert von 15m ab Hang-Off erfolgen. Die vom OWP-Entwickler in die Plattform einzuziehenden Seekabel unterscheiden sich grundsätzlich überhaupt nicht von denen im 66kV-Direktanschluss-Konzept. Die oben erläuterten Probleme bestehen also in allen Fällen auf jeder Plattform. Sofern das Plattform-Design keinen direkten Anschluss der Seekabel binnen 15m an die GIS ermöglicht, wären auch hier Steckverbindungen und anschließende Plattformkabel vorzusehen. Siehe dazu auch Kommentar zu F.2.

F.6 Gibt es weitere Aspekte, die bei der Abwägung der Vorschläge berücksichtigt werden sollten?

Keine Anmerkungen.

4.3.1 Gleichstromsystem Nordsee

F.7 Die Anbindungssysteme ab Zone 3 mit einer Übertragungsspannung von +/- 525 kV sind mit metallischem Rückleiter auszuführen. Gibt es aus Sicht der Konsultationsteilnehmenden Gesichtspunkte, die bei einer solchen Ausführung besondere Berücksichtigung finden sollten?

Ein frühzeitiger Austausch zwischen dem ÜNB und dem Auktionsgewinner sollte sichergestellt werden – beginnend spätestens 1 Monat nach Bezuschlagung – um rechtzeitig die erforderlichen Schnittstellen zu klären, z.B. die J-Tube Positionen, das Layout der Umrichter Plattform etc.

Siehe dazu auch die Stellungnahme des BWO unter Kap 4.3.1.

F.8 Gibt es Erkenntnisse, wie sich durch das zusätzliche Kabel elektromagnetische Felder im Vergleich zur Variante ohne metallischen Rückleiter ändern?

Keine Erkenntnisse.

F.9 Gibt es hinsichtlich der Inselquerung im Küstenmeer Gründe, die gegen eine Festlegung der Ausführung mit metallischem Rückleiter sprechen?

Keine Erkenntnisse.

F.10 Ist die getroffene Festlegung zur Vorhaltung von Schaltfeldern und J-Tubes in Abhängigkeit der OWP-Anschlussleistung aus Ihrer Sicht grundsätzlich sinnvoll?

Siehe dazu Kommentar F.11.

F.11 Ist die festgelegte Anzahl von jeweils 12 Schaltfeldern und J-Tubes pro 1.000 MW OWP Anschlussleistung ausreichend?

Aktuelle Projekterfahrungen beim Direktanschluss an ein Gleichstromsystem haben gezeigt, dass eine Vorhaltung von 12 Schaltfeldern und J-Tubes pro 1000 MW nicht ausreichend sein kann (z.B. DoIWin 5 /900 MW / 13 Schaltfelder und 15 J-Tubes). Hierbei ist speziell der Anschluss von Windparks unterschiedlicher Gesellschaften als kritisch anzusehen. Des Weiteren limitiert eine Festlegung der Schaltfelder und J-Tubes den Entwickler der Fläche in Bezug auf Design Optimierung (WEA Auswahl, Limitierung der in Möglichkeit zukünftiger Kabelquerschnitte).

Bei der Realisierung von 15 IAG Kabeln / J-Tubes auf nur 13 Schaltfelder stellt der Schutz der in „Y“-Anordnung an der GIS der Konverterplattform angeordneten IAG-Kabel eine erhebliche Herausforderung dar, die vermieden werden sollte.

Wir empfehlen eine Erhöhung der Anzahl der Schaltfelder von 12 auf mindestens 15 pro 1000MW. Verfügbare Kabelquerschnitte könnten ansonsten nicht ausreichen und die Schaltanlagen auf den Turbinen bekämen ein zu hohes Raummaß.

Siehe dazu auch die Antwort zu F.2: „Hinzu kommt, dass bei zukünftigen Projekten mit 2000MW-Konverter-Plattformen, die dann zentral zwischen zwei Teilflächen angeordnet sind, erhebliche IAG-Kabellängen in den einzelnen Strängen der Innerparkverkabelung entstehen werden. Es ist absehbar, dass hierbei zunehmend größere Kabelquerschnitte (trotz 66kV Direktanbindung) zum Einsatz kommen müssen – bis zu 1200mm² sind hier momentan absehbar.“

Die Anwendung von 1000 oder gar 1200 mm² Seekabeln ist wegen der erschwerten Kabelhandhabung schwierig zu realisieren. 800mm² Durchmesser lässt sich derzeit gut einsetzen.

An dieser Stelle sei darauf verwiesen, dass TenneT in mindestens einem Direktanschlussprojekt (BorWin Epsilon) bislang nur maximal 1000mm² zum Anschluss an die GIS vorsieht. Dies sollte bei künftigen Projekten nicht als Limit gelten.

F.12 Ist es aus Sicht der Konsultationsteilnehmenden erforderlich, bei Bedarf die Möglichkeit zusätzlicher Schaltfelder und J-Tubes vorzusehen?

Ja. Diese Möglichkeit sollte bestehen, um mögliche Mehrkosten zu verhindern (Siehe dazu F.11) und zukünftige Entwicklungen zuzulassen.

Für eine Vernetzung mit anderen Netzanschlussystemen sind zusätzliche 66-kV-Schaltfelder mit hoher Stromtragfähigkeit vorzusehen. Weiterhin sind 155-kV/66-kV-Transformatoren (ggf. 3-Wickler) und 220-kV/66-kV-Transformatoren (ggf. 3-Wickler) je nach Bedarf vorzusehen, um eine Vernetzung mit bestehenden und zukünftigen Netzanschlussystemen, die diese AC-Spannungsebene besitzen, zu ermöglichen.

Der Bedarf der zusätzlichen Hochspannungstransformatoren inkl. HS-Schaltfeldern ist in transparenten Studien auf Basis der Verfügbarkeit bestehende Anschlussysteme zu ermitteln. Die Verfügbarkeiten bestehender HGÜ-Anschlussysteme sind auf Basis der REMIT Meldungen von TenneT zu ermitteln.

4.4. Planungsgrundsätze

F.13 Welche Abstände zu bekannten Fundstellen von Kulturgütern sollen im Rahmen der räumlichen Festlegungen des FEP angenommen werden? Wird für Seekabelsysteme ein Abstand der maximal bekannten Ausdehnung der Fundstelle zuzüglich der maximalen Eingriffsbreite des Verlegegeräts auf der Planungsebene als ausreichend angesehen?

Wir schlagen einen Mindestabstand von 20m zu der Fundstelle plus der erforderlichen Installationsbreite des Einspülgeräts vor. Der tatsächlich zu planende Abstand sollte jedoch der Verlegemethodik und jeweiligen Situation angepasst werden können, womit zu erwarten wäre, dass regelmäßig ein größerer Abstand angestrebt werden würde.

4.7 Bestimmung der voraussichtlich zu installierenden Leistung

F.14 Welche der dargestellten Varianten für die anzulegende Leistungsdichte für Zone 3 halten Sie unter Abwägung der o.g. Ziele für angemessen?

Die Leistungsdichte sollte an der standardisierten Konverter Kapazität von 2000 MW ausgerichtet werden. Wir empfehlen die Leistungsdichte so zu wählen, dass die Gesamtkapazität nicht zu Unterkapazitäten beim Konverter führt, d.h. 4 GW auf 454 km² = 8,8 MW/km² für Cluster 9 und 2 GW auf 197 km² = 10,2 MW/km² für Cluster 10.

In Hinblick auf eine verbesserte Kosteneffizienz bevorzugen wir den Flächenzuschnitt aus Szenario 2 mit einer 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 Ausbauf Flächen zugewiesen werden, um dieses Risiko zu minimieren.

Wir schließen Szenario 1 aufgrund der geringen wirtschaftlichen Attraktivität kleinerer Flächen von 200 oder 500 MW aus. Zudem ist der Zuschnitt bei diesen Flächen so gewählt, dass größere Abschattungsverluste von vorgelagerten Projekten zu erwarten sind.

F.15 Sollte die mögliche Standortqualität beim Zuschnitt der Flächen innerhalb der Gebiete Berücksichtigung finden? Wie könnte dies erfolgen bzw. welche Aspekte wären dabei zu berücksichtigen?

Die Standortqualität hängt entscheidend von der Planung/ dem Ausbau benachbarter Windparks ab. Die Erkenntnisse aus z.B. dem X-Wakes Projekt sollten 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.

Falls die zugewiesenen Gebiete und die Konverterkapazität zu einer relativ geringen Dichte führen, bevorzugen wir eine Vergrößerung der zugewiesenen Flächen anstelle einer Reduzierung der zu installierenden Leistung. Hierfür ist bereits ein gesonderter BSH-Workshop im August geplant, von dem wir weitere Erkenntnisse erwarten.

Die zu erwartenden Abschattungseffekte zwischen den Flächen sollten bei der Planung berücksichtigt werden. Die der Hauptwindrichtung nachgelagerten Flächen (N-9.2, N-9.4, N-11) sollten eine geringere MW/km²-Dichte aufweisen als jene Flächen, die der Windeinströmung in der Hauptwindrichtung direkter ausgesetzt sind (wie N-9.1, N-9.3, N-12 und N-13). Die Dichte des Gebiets 10 ist in erster Linie durch die Festlegung der Konverterkapazität auf 2 GW bestimmt. Unter Berücksichtigung des o.g. Prinzips, wäre eine geringere MW/km²-Dichte auf Fläche 10.2 bei einer höheren Dichte auf Fläche 10.1 angemessen. 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 sind Abschattungseffekte zwischen Windparks und innerhalb von Gebieten aber kein neues Phänomen. Sie sind bei Entwicklern bekannt und Teil des Optimierungsprozesses im Rahmen der Standortfindung einzelner Anlagen innerhalb der Flächen. Unabhängig von Projekten wie X-Wakes oder der im Vorentwurf zitierten Studie von Agora Energiewende (2020) sollte der Findungsprozess einzelner Standorte von Windkraftanlagen und somit die Optimierung der Energieausbeute auf den Flächen grundsätzlich dem Entwickler überlassen werden.

F.16 Halten Sie es für sinnvoll, die Leistungsdichte in Gebieten oder Flächen mit signifikanten Unterschieden bei der Standorteffizienz individuell festzulegen, um dadurch eine Angleichung der zu erwartenden Verluste durch Nachlaufeffekte zu erreichen? (Beispiel: Verringerung der Leistungsdichte in Gebiet N-11 bei gleichzeitiger Erhöhung der Leistungsdichte in Gebiet N-12 und N-13)

Ja, eine unterschiedliche Leistungsdichte ist bei zu erwartenden, signifikanten Unterschieden der Standorteffizienz innerhalb von Gebieten sinnvoll. Das der Hauptwindrichtung nachgelagerte Gebiet N-11 sollte eine niedrigere MW/km²-Dichte, aber dafür größere Flächen aufweisen als jene Gebiete, die der Windeinströmung in der Hauptwindrichtung direkter ausgesetzt sind (wie N-12 und N-13).

Wir würden eine Vergrößerung der zugewiesenen Flächen anstelle einer Reduzierung der zu installierenden Leistung bevorzugen. Hierfür ist ein gesonderter BSH-Workshop im August geplant, von dem wir weitere Erkenntnisse erwarten.

Grundsätzliche Anmerkungen: 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.*

5. Festlegungen

5.5 Zeitliche Reihenfolge der auszuschreibenden Flächen

F.17 Gibt es aus Sicht der Konsultationsteilnehmenden gewichtige Gesichtspunkte, die erwarten lassen, dass der Anschluss von insgesamt 2.000 MW von unterschiedlichen OWP Vorhabenträgern auf einer Konverterplattform innerhalb eines Kalenderjahres nicht realisierbar ist?

*Grundsätzlich gilt es festzuhalten, dass der Fertigstellungstermin der Netzanbindung, unter Berücksichtigung der neuen Situation des direkten Einzuges von Innerparkverkabelung auf der Konverterstation, auch davon abhängt, dass der ÜNB den OWP-Vorhabenträgern ausreichende Standardeinzugsfenster mit geeigneter Dauer „in den Sommermonaten“ im Kalenderjahr zum Einzug der Innerparkverkabelung eingeräumt hat. Nur mit einer Innerparkverkabelung ist ein Probetrieb, der zur Fertigstellung der Netzanbindung gehört, zwischen OWP und ÜNB möglich. **Daher muss der***

ÜNB an dieser Stelle die Frage beantworten, ob es im Zuge der Ausschreibung nebst Netzanbindungssystem möglich ist, zwei ausreichend große Zeitfenster zum Anschluss und der Inbetriebnahme mehrerer OWP an einen Konverter in einem Kalenderjahr zur Verfügung zu stellen (siehe dazu auch Stellungnahme des BWO unter 5.5).

Darüber hinaus halten wir den Anschluss von zwei OWPs unterschiedlicher Vorhabenträger unter optimalen (!) Bedingungen für machbar, jedoch sprechen die nachfolgenden Einschränkungen aufgrund der Komplexität der Vorhaben aus unserer Sicht dagegen.

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. Hinzu kommt, dass es durch die zu erwartende Anzahl an 66kV- Anschlussleitungen an den Konverter unvermeidlich ist, dass verschiedene Auftragnehmer unterschiedlicher Windparks in einem engen Zeitraum parallel auf der Plattform arbeiten müssen. Dies führt unter Logistik- und aus Sicherheitsaspekten zu enormen Herausforderungen. 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.).

Unabdingbar wäre in Hinblick auf die zu erwartende große Anzahl von einzuziehenden 66kV-Kabeln eine sehr gute Koordination der einzelnen Anschlussnehmer und ÜNB beim Kabeleinzug und -anschluss und bei der Inbetriebnahme. Vergleichbare Erfahrungen aus dem europäischen Ausland, beispielsweise den Niederlanden, zeigen, dass dies durchaus mach- und koordinierbar ist. Weiterhin ist durch den ÜNB, der die Konverterplattform plant, sicherzustellen, dass für diese große Anzahl Kabel und die Tätigkeit mehrerer Akteure auf einer solchen 2GW-Plattform ausreichend Arbeitsraum und Zutrittsmöglichkeiten vorhanden sind. Auch sollten die anzuschließenden Projekte in direkter räumlicher Nachbarschaft zum Konverter sein, damit nur ein sehr kurzer Trassenanteil der 66kV-Kabel außerhalb des eigentlichen Projektgebietes verläuft. Bei parallelen Bauphasen sind außerdem die Belastung der Meeresumwelt z.B. durch die Bodenrammungen, aber auch Schiff- und Flugverkehr erheblicher als bei aufeinanderfolgenden OWP Abwicklungen.

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.

Die vorgenannten Probleme könnten durch zwei verbindliche Netzanschlussstermine 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.

Dabei gilt es jedoch zu unterstreichen, dass die Diskussion um den Anschluss von OWP-Vorhaben an denselben Konverter in unterschiedlichen Kalenderjahren nur unter der Bedingung der Erreichung des Ausbauziels für Offshore-Windenergie (20 GW bis 2030) sowie der nationalen Klimaziele geführt werden sollte. Wir sehen hier die Gefahr der Verzögerung von bis zu 3 GW über das Jahr 2030 hinaus, die unbedingt zu vermeiden ist. Hier sollte von allen Seiten angestrebt werden, das Ausbauziel zu erreichen - bei gleichzeitiger Minimierung der organisatorischen Herausforderungen bei der

Umsetzung durch einen intensivierten Austausch der Akteure untereinander sowie planungstechnische und regulatorische Grundsätze, die ideale Rahmenbedingungen dazu vorgeben. Dabei wird auch aus Erfahrungen aus dem europäischen Ausland zurückgegriffen werden können.

5.6 Kalenderjahr der Inbetriebnahme für Windenergieanlagen auf See und Anbindungsleitungen

F.18 **Erscheint es möglich, dass die Offshore-Anbindungsleitung sowie die WEA auf See bei den Flächen in Zone 1 und 2 im gleichen Quartal in Betrieb genommen werden? Falls nein, welche Gesichtspunkte sprechen dagegen? Wie viele Quartale sollten anderenfalls zwischen der Inbetriebnahme der Offshore-Anbindungsleitung und den WEA auf See liegen?**

Grundsätzlich halten wir es für machbar im selben Quartal, in dem der verbindliche Fertigstellungstermin der Netzanbindung liegt, mit der Inbetriebnahme der 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 Netzanchlusses des jeweiligen Windparks in Anspruch. Für einen Beginn der Inbetriebnahme der WEA in demselben Quartal wie dem Fertigstellungstermin der Netzanbindung müssen jedoch folgende Voraussetzungen erfüllt sein:

- *der Fertigstellungstermin der Netzanbindung des jeweiligen Windparks ist jeweils zum Anfang des betreffenden Quartals terminiert*
- *absolute Termintreue seitens des Übertragungsnetzbetreibers*
- *bei den zukünftigen 66kV-Anschlüssen ist es mindestens ein halbes Jahr vor Netzanchlussstermin möglich, die 66kV-Kabel in die Konverterplattform einzuziehen, anzuschließen und zu testen*
- *ein verbindlicher Netzanchlussstermin sollte am Anfang des 2. oder 3. Quartals terminiert werden, damit die WEA-Errichtung und Inbetriebnahme nicht in den Herbst-/Wintermonaten stattfinden muss.*

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 gewährleistet werden durch zwei unterschiedliche Fertigstellungstermine der Netzanbindung. Jegliche abweichende Regelung bezüglich der Fertigstellungstermine hätte auch mit Blick auf Schadensersatzansprüche bis zur Fertigstellung des Netzanchlusses 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.

F.19 In Anbetracht der Konsultationsfrage in Kapitel 5.5 sollte wie viel Zeit zwischen der Inbetriebnahme der Offshore-Anbindungsleitung und dem Offshore-Windpark auf See in Zone 3 liegen?

Siehe dazu auch F.18. Da die Parkgrößen in Zone 3 im Schnitt größer sind als in Zone 1 und 2 sollte man hier für die Spanne bis zur Inbetriebnahme aller WEA mindesten ein Jahr ab verbindlichem Netzanschlussstermin einplanen.

5.7 Standorte von Konverterplattformen, Sammelplattformen und Umspannanlagen

F.20 Ist es aus Sicht eines OWP nachvollziehbar, dass mit der Umstellung auf das 66 kV Anbindungskonzept für die Fläche N-6.7 zwar höhere Leitungsverluste auftreten, diese jedoch durch den Wegfall der Umspannplattform kompensiert werden?

Die aufgeführten Studien sind u.E. nachvollziehbar.

F.21 Gibt es aus Sicht der Konsultationsteilnehmenden Gründe, die gegen eine Festlegung des 66 kV Anbindungskonzeptes für das Anbindungssystem NOR-6-3 sprechen?

Keine Anmerkungen.

5.11 Trassen und Trassenkorridore für Verbindungen zwischen Anlagen untereinander

F.22 Gibt es aus Sicht der Konsultationsteilnehmenden gewichtige Gesichtspunkte, die gegen eine Streichung der Verbindungen untereinander in Zone 1 und 2 bzw. gegen die Festlegung von Verbindungen untereinander bis zu einer Trassenlänge von ca. 20 km in Zone 3 sprechen?

Ja. Durch den Wegfall dieser Verbindungen reduziert man die Möglichkeit, eine spätere Offshore-Vermaschung vorzunehmen. Mit Blick auf die hohe Fehleranfälligkeit und langen Wartungszeiträume bestehender HGÜ-Netzanschlussysteme sind weitere Verbindungen zwischen zukünftigen und/oder bestehenden Netzanschlussystemen sinnvoll. Hierbei ist nicht nur die 66-kV-Ebene, sondern auch die 155-kV-Ebene und zukünftige die 220-kV-Ebene zu berücksichtigen.

Der Bedarf der zusätzlichen Hochspannungstransformatoren inkl. HS-Schaltfeldern und den entsprechenden Hochspannungskabelverbindungen ist in transparenten Studien auf Basis der Verfügbarkeit bestehende Anschlussysteme zu ermitteln. Die Verfügbarkeiten bestehender HGÜ-Anschlussysteme sind auf Basis der Remit Meldungen zu ermitteln.

Ebenfalls ist die pauschale Ablehnung von Vernetzungen bestehender HGÜ-Anschlussysteme nicht akzeptabel. Jede bestehende HGÜ-Plattform ist in transparenten Studien von unabhängigen

Ingenieurbüros zusammen mit den Herstellern der Plattformen und der Netzkomponenten in Bezug auf mögliche zusätzliche Kabeleinführungen und -Anschlüsse zu bewerten. Außerdem sollte jede HGÜ Leitung auf ungenutzte Übertragungskapazität hin untersucht werden. Es wurde festgestellt, dass die HGÜ Leitungen für einen nicht unerheblichen Teil der Zeit/Situationen überdimensioniert sind und selten voll ausgelastet sind. Bei Ausfällen und in Wartungsperioden der HGÜ Plattformen oder -Systeme sollte, wenn technisch umsetzbar, Energieübertragung über benachbarte Konverterstationen möglich werden. Das TCM 2 Verfahren, kann bei dieser Auswertung helfen, ein Fazit lautet „Höhere Einspeisung durch temporär zugeordnete OWPs möglich“.

Siehe dazu auch Kapitel 4.3 der Stellungnahme des BWO.

7. Sonstige Energiegewinnungsbereiche

F.23 Sehen Sie im Küstenmeer der Ostsee weiteres Potenzial für sonstige Energiegewinnungsbereiche?

Grundsätzlich wären dafür noch Flächen vorhanden. Allerdings halten wir das Potenzial für sonstige Energiegewinnungsbereiche im Küstenmeer der Ostsee für insgesamt sehr begrenzt. Hier sind netzgebundene Offshore-Windparks (Siehe auch Küstenmeerregelung unter 5.4 der Stellungnahme), aufgrund der geringen Küstenentfernung, gesamtwirtschaftlich sinnvoller und zu priorisieren. Sonstige Energiegewinnungsbereiche entfalten ihre Wirkung in der Regel erst bei größeren Küstenentfernungen und bei Verknappung von Netzanbindungssystemen.

Darüber hinaus sollten Korridore für (i) zukünftige H2-Fernrohrleitungen und (ii) Netzanschlussysteme für internationale Energie-Inselsysteme (Bornholm Energieinsel) im Küstenmeer der Ostsee vorgesehen werden, um den zukünftigen prognostizierten Importbedarf für erneuerbaren Wasserstoff bzw. Strom aus den Anrainerstaaten der Ostsee zu gewährleisten.

F.24 Besteht in der Ostsee unter Berücksichtigung der räumlichen Gegebenheiten, insbesondere im Küstenmeer, die Möglichkeit zur Errichtung eigener Leitungen, die Energie oder Energieträger aus den sonstigen Energiegewinnungsbereichen abführen?

Das Abführen der Energie sollte bei der Ausschreibung der sonstigen Energiegewinnungsbereiche auf jeden Fall berücksichtigt werden, um eine Wirtschaftlichkeit zu ermöglichen. Eine Abführung der Energie durch Leitungen oder Pipelines ist notwendig, da die Abführung über beispielsweise den Betrieb einer Schiffsflotte unwirtschaftlich ist. Eine Koordination des Leitungsbaus zwischen den Betreibern sollte in Betracht gezogen werden, um die Anzahl von Leitungen möglichst gering zu halten.

Aber: Analog zu Frage 23 sollten die wenigen, verbliebenen Eignungsgebiete in der Ostsee aufgrund der Möglichkeit zur kostengünstigen Netzanbindung dem Ausschreibungsregime netzgebundener Windparks gemäß WindSeeG unterworfen werden.

F.25 Ist für einen wirtschaftlichen Betrieb eines sonstigen Energiegewinnungsbereiches eine Mindestgröße erforderlich?

Ja. Der wesentliche Kostentreiber für beispielsweise die Erzeugung von Wasserstoff ist u.a. der Erzeugungspreis des zugrunde liegenden Stroms. Von einem Windpark ausgehend greifen hier die bekannten Skalierungseffekte.

Das Argument eines gewissen Technologierisikos für die ersten Offshore-Erzeugungsanlagen für beispielsweise Wasserstoff ist valide. Allerdings rechtfertigt der überschaubare Lerneffekt durch Skalierung es unserer Einschätzung nach nicht, zunächst mit ineffizienten, kleinskaligen Anlagen zu beginnen. Zur Erreichung der Kapazitätsziele der Nationalen Wasserstoffstrategie bis 2030 sollte ohne Zwischenschritt mit Anlagen im Bereich von 300 – 400 MW auf der Stromseite begonnen werden und die vorhandenen Technologierisiken im Business Case wirtschaftlich adressiert werden.

Unter der Annahme im FEP Entwurf 2020 (8-9 MW installierte OWP Leistung / km²) sollten Energiegewinnungsbereiche idealerweise eine Mindestgröße von 50 - 60 km² großen Flächen haben. Bei dieser Größenordnung ist die Anbindung an ein H₂-Fernrohrleitungssystem die wirtschaftlichste und umweltfreundlichste Lösung. Die Wirtschaftlichkeit ist dabei stark abhängig von vorhandenen Netzanbindungen oder H₂-Fernrohrleitungssystemen und möglichen Fördermechanismen.

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) und einer Elektrolyse 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, die eigene Aufteilung in zwei Teile und durch mögliche Flugkorridore beschränkt wird, was die Windenergieerzeugung und somit die Wirtschaftlichkeit beeinträchtigen kann. Auch sind erheblich Abschattungseffekte zu erwarten.

F.26 Wird seitens der Konsultationsteilnehmenden der Bedarf gesehen, kleinere Flächen (unter 7 km²) als sonstige Energiegewinnungsbereiche, z.B. für die Errichtung von nicht an das Netz angeschlossenen Einzelanlagen, festzulegen?

Nein, siehe dazu auch F.25. Wirtschaftlichkeit und Wettbewerbsfähigkeit von kleinen H₂-Anlagen sind u.E. nicht gegeben. Damit ist auch der gesellschaftliche Nutzen solcher Anlagen zweifelhaft. Kleinere Flächen erscheinen nur als netzgebundene Energiegewinnungsbereiche, sozusagen als Parkerweiterung zu Windparks, wirtschaftlich darstellbar. Ggf. könnte man wenige solcher Energiegewinnungsgebiete – möglichst küstennah - zum Zwecke der Forschung und Entwicklung ausweisen.

F.27 Kann für die Prüfung der Umweltauswirkungen die Annahme getroffen werden, dass die Energieerzeugung mit Windenergieanlagen erfolgt? Welche Annahmen sollen anderenfalls für die Umweltprüfung zugrunde gelegt werden? Welche Annahmen sollen für eine Elektrolyse-Plattform Anwendung finden?

Großtechnisch gesehen gibt es in Deutschland zur Energiegewinnung auf See derzeit keine wirtschaftlichere Lösung als Windenergieanlagen. Wellenenergie und Tidenenergie sind bislang wirtschaftlich nicht darstellbar.

Die Besonderheit von H₂-Elektrolysesystemen als verfahrenstechnische Anlagen müsste im Genehmigungsverfahren beachtet werden. Der Elektrolyseur wird mit dem Strom von WEA betrieben, für die entsprechende Zertifizierungen und Standards bereits bestehen. Wir nehmen an, dass die Umweltverträglichkeitsprüfungen für Elektrolyseurplattformen denen für Umspann-, Konverter- und Wohnplattformen entsprechen, mit besonderem Augenmerk auf die Wassernutzung für die Elektrolyse.

Zur Einhaltung des Stands der Technik ist der derzeitige BSH-Standard Konstruktion, [„Mindestanforderungen an die konstruktive Ausführung von Offshore-Bauwerken in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), 1. Fortschreibung 28.07.2015 – Berichtigung vom 01.12.2015“] eine gute Basis. Der Standard lässt sich durch Normung und Standardisierung für Elektrolyseure und für die erforderliche Verfahrens -und Sicherheitstechnik ergänzen (die bereits vorhanden ist).

Dabei gilt für Elektrolyseplattformen, dass es durch die Entsalzung rund um die Plattform zu einem punktuellen Anstieg des Salzgehalts kommen kann. Auch ist beim Einsatz einer Alkali-Elektrolyse die Umweltverträglichkeit der Chemikalien zu prüfen.

Weitere Hinweise außerhalb des Fragenkatalogs:

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.

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/Leistungsklasse der Offshore-Umspannplattform und nicht umgekehrt.

Transparenz wäre wünschenswert, wie man auf exakt 300 MW Übertragungsleistung gekommen ist und warum die Auslegung gesamtwirtschaftlich vorteilhafter ist als eine höhere Leistung. 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 Standardleistungsklasse.

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 Leistungsklassen und nicht zu einer immer gleichen Leistungsgröße 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 Netzan schlusssystem (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 Leistungsklasse von HGÜs 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.

Zusammengefasst:

Eine pauschale Begrenzung auf exakt 300 MW ist auf Basis der obigen Argumente zu überdenken. Jedes AC-Netzan schlusssystem in der Ostsee sollte u.E. projektspezifisch gesamtwirtschaftlich optimiert werden – gerne mit Unterstützung des BWO.