



**Arbeitsgemeinschaft
Offshore-Windenergie**



Stellungnahme

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im November 2014 den 2. Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans (ONEP) 2014 veröffentlicht. Nach einer Vorprüfung durch die BNetzA besteht nun die Möglichkeit, zu diesem 2. Entwurf des ONEP Stellung zu nehmen. Von dieser Möglichkeit machen die zeichnenden im Bereich Offshore Windenergie aktiven Verbände und Organisationen gerne Gebrauch.

Gegenstand der Konsultation ist der 2. Entwurf des ONEP 2014 der ÜNB. Gleichzeitig gehen wir auf die Ausführungen der BNetzA in deren vorläufigen Prüfungsergebnissen zum ONEP Zieljahr 2024 ein, da die BNetzA in diesen vorläufigen Prüfungsergebnissen zu signifikant anderen Ergebnissen hinsichtlich des Netzausbaubedarfs bis 2024 kommt als die ÜNB.

Die weitere Planung des Offshore-Netzes hat auch Auswirkungen auf die Zulassungspraxis des BSH, wie die beiden Rundschreiben des BSH vom 06.03.2015 (Nordsee) und vom 23.03.2015 (Ostsee) deutlich zeigen. Wie die Erfahrung der letzten Jahre zeigt, müssen die Planungsdauern und Umsetzungszeiträume von Netzanbindungssystemen und Offshore-Windparks immer bedacht werden. Erforderlich sind daher lange Vorlaufzeiten bei gesicherter Planungsgrundlage.

Zum Gesamtkontext, in dem der O-NEP steht, gehört auch die laufende Diskussion um ein zukünftiges Ausschreibungsmodell. Es ist derzeit völlig offen, welches Modell – mit welchen Übergangsregelungen – gewählt werden wird. In Betracht kommt unter anderem das sogenannte „O-NEP +“ – Modell. Dieses Modell geht davon aus, dass ein Überschuss an Übertragungskapazität vorhanden ist, damit ein echter kostensenkender Wettbewerb entstehen kann. Zunächst überschießende Netzkapazität wird nach und nach selbstverständlich einer Nutzung zugeführt, muss aber frühzeitig vorhanden sein, um überhaupt Wettbewerb zuzulassen.

Durch die extreme Verknappung von tatsächlich verfügbarer Übertragungskapazität, wie die BNetzA sie zurzeit – nach den vorläufigen Prüfungsergebnissen – für angezeigt hält, würde diese Option vorzeitig ausgeschlossen. Dies gilt insbesondere angesichts der zur erwartenden Änderung von einem einjährigen auf einen zweijährigen Fortschreibungsturnus der Netzentwicklungspläne.

Zusammenfassung

- Die unterzeichnenden Verbände und Organisationen der Offshore-Windbranche begrüßen die von den ÜNB aufgestellte Offshore-Netzplanung.
- Die Netzplanung hat sich mit einem Sicherheitspuffer auf die gesetzliche Zielsetzung von 15 GW Offshore-Windenergie Leistung in 2030 einzustellen. Ausweislich des Szenariorahmens 2025 entfallen dabei ca. 12,9 GW auf die Nordsee und 1,6 GW auf die Ostsee. Die Lücke von 500 MW Erzeugungskapazität gegenüber der Zielsetzung muss netzplanerisch abgedeckt werden.
- Die ÜNB stellen fünf zusätzliche Netzanbindungssysteme (NAS) in der Nordsee und drei in der Ostsee zur Bestätigung. Dies ist sachgerecht, damit verschiedene Ungewissheiten nicht zu einem Verfehlen der gesetzlichen Zielsetzung von 15 GW in 2030 führen.
- Das vorläufige Prüfungsergebnis der BNetzA, dass bis 2024 nur zwei weitere NAS in der Nord- und nur eines in der Ostsee erforderlich seien, überzeugt nicht. Das Ergebnis geht davon aus, dass kapazitative, räumliche und zeitliche Kongruenz zwischen Erzeugungs- und Übertragungskapazität vorliegen, was aber schon aufgrund der technisch und administrativ gesetzten Vorgaben und aus genehmigungsrechtlichen Gründen nicht möglich ist. Vielmehr sind unvollständige Auslastungen von Netzanbindungssystemen schon aufgrund des Deckels vorprogrammiert. Dies muss durch eine Mehrzahl an NAS kompensiert werden.
- Es ist rechtlich nicht geboten, bereits in den Jahren 2021/2022 gegebenenfalls schon bestehende zugewiesene Übertragungskapazität im Umfang von 1,2 GW wieder einzusparen. Vielmehr ist nach der Zielsetzung der Gesetzesänderung vom 01.08.2014 eine erforderliche Einsparung erst am Ende der zweiten Tranche vorzunehmen, da dieses Ziel der Kostensenkung auf diese Weise besser erreicht werden kann. Dies erfordert im relevanten Planungszeitraum mehr Netzanbindungskapazität als die BNetzA in ihren vorläufigen Prüfungsergebnissen als bestätigungsfähig annimmt.
- In begründeten Fällen sollte die Möglichkeit clusterübergreifender Anbindungen geprüft werden.
- Die jeweils drei nächsten im O-NEP vorgesehenen Zubaumaßnahmen, die von der BNetzA bestätigt werden, sollten aus Gründen der Planungssicherheit als räumlich und zeitlich unumkehrbar bestätigt gelten und nur in außergewöhnlichen Fällen einer Neubewertung unterzogen werden dürften.

1. Grundlage der Bedarfsermittlung

Die ÜNB sind bei der Bedarfsermittlung vom bestätigten Szenariorahmen 2024 ausgegangen. Die BNetzA hat ihrer Vorprüfung den Szenariorahmen 2025 zugrunde gelegt, der aufgrund des zum 01.08.2014 eingezogenen Deckels für den Ausbau der Offshore-Windenergienutzung einen signifikant reduzierten Netzausbaubedarf (offshore) begründbar erscheinen lässt.

Auch aus unserer Sicht ist es sinnvoll, dem ONEP den Szenariorahmen zugrunde zu legen, der die aktuelle Rechtslage wiedergibt. In den B-Szenarien des Szenariorahmens 2025 ergibt sich damit folgende installierte Erzeugungsleistung in den Jahren 2025, 2030 und 2035:

	B1/B2 2025 in GW	B1/B2 2030 ¹	B1/B2 2035
Nordsee	9,2	12,9	16,6
Ostsee	1,3	1,6	1,9
Gesamt	10,5	14,5	18,5

Es zeigt sich hier eine Lücke zwischen der gesetzlichen Zielsetzung von 15 GW installierter Erzeugungsleistung in 2030 und der im Szenariorahmen erwarteten Leistung in Höhe von 14,5 GW. Wir gehen davon aus, dass diese Lücke erzeugungsseitig durch Projekte in beiden Seegebieten problemlos geschlossen werden kann. Da die Netzplanung sich auf die gesetzliche Zielsetzung, nicht auf den Szenariorahmen einzustellen hat, ist dies netzseitig im ONEP zu berücksichtigen.

Dabei gilt: Wie bei dem Ziel für das Jahr 2020 ist auch bei dem Ziel für das Jahr 2030 und der Offshore-Netzplanung im ONEP 2014 ein Puffer bei den Netzkapazitäten für die laufende Realisierung der OWP erforderlich.

2. Zur Bestätigung gestellte Maßnahmen im ONEP-E

Die ÜNB schlagen – implizit² – der BNetzA vier Maßnahmen in der Nordsee zur Bestätigung für das Zieljahr 2024 vor; das Netzanbindungssystem BorWin 4 wird als fester Bestandteil des Startnetzes geführt³ und steht daher nicht zur Bestätigung an. Mithin sollen in der Nordsee bis Ende 2024 fünf Netzanbindungssysteme zusätzlich zu den heute beauftragten Systemen in 2024 betriebsbereit sein. Die ÜNB schlagen weiterhin die Bestätigung von drei Maßnahmen in der Ostsee vor.

¹ Lineare Fortführung der Annahmen des Szenariorahmens zwischen 2025 und 2035.

² Vgl. Tab. 10 O-NEP-Entwurf: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes im Szenario B 2024.

³ Tab. 5 O-NEP-Entwurf: Start-Offshorenetz.

Die BNetzA hingegen kommt in ihrer Vorprüfung zu dem Ergebnis, dass in der Nordsee bis 2024 nur zwei NAS realisiert werden sollen – entweder NOR-3-3 und NOR-1-1 oder NOR-3-3 und BorWin 4 sowie in der Ostsee eines (Ost-1-4).⁴ Die BNetzA begründet diese drastische Einkürzung mit dem geänderten Netzanbindungsbedarf, wie er sich aus § 17d Abs. 3 EnWG ergibt und sich im Szenarioahmen 2025 bereits spiegelt.

Es ist kein Schwerpunkt dieser Stellungnahme, ob das NAS BorWin4 als Teil des Startnetzes oder als Teil des Zubaunetzes realisiert wird. Wichtiger ist die Frage, wie viele zusätzliche Netzanbindungssysteme insgesamt im Zieljahr 2024 betriebsbereit sein müssen. Allerdings rufen die unterzeichnenden Verbände und Organisationen nachdrücklich zu einer vollständigen Umsetzung des Startnetzes auf.

3. Beurteilung der ÜNB-Planung

Die ÜNB-Planung nimmt die Planungen des ONEP 2013 (Zieljahr 2023) auf, ohne eine neue Maßnahme hinzuzufügen. Die Fertigstellungstermine der Maßnahmen werden gegenüber der vorhergehenden Planung jedoch jeweils ein Jahr nach hinten geschoben.

Wir begrüßen insbesondere, dass das NAS BorWin 4 in der ÜNB-Planung weiterhin als Bestandteil des Startnetzes geführt wird. Das Startnetz ist eine Säule der Offshore-Windparkentwicklung. Auf die Umsetzung des Startnetzes hat die gesamte Windenergiebranche vertraut und ihre Planungen entsprechend ausgerichtet. Der Ansatz der BNetzA, bei Beibehalt des vollständigen Startnetzes die folgenden Zubaumaßnahmen sogar um zwei Jahre zu verschieben, leuchtet nicht ein.

Die Planung von vier weiteren NAS – insgesamt fünf – in der Nordsee zur Nutzung bis 2024 ist sachgerecht, damit die im Folgenden näher dargestellten Ungewissheiten nicht zu einer Verfehlung der gesetzlichen Zielsetzung führen:

Zum einen ist derzeit gänzlich offen, wie ein zukünftiges Ausschreibungssystem ausgestaltet wird und welche Übergangsvorschriften etabliert werden. Dies kann zwar dazu führen, dass NAS für einen begrenzten Zeitraum wegen § 17d Abs. 3 S. 3 EnWG nur teilausgelastet werden können. Dies kann aber gleichzeitig auch zu mehr Wettbewerb in zukünftigen Ausschreibungssystemen führen. Eine solche Teilauslastung ist ohnehin vorprogrammiert, da die auf Basis der neu festgesetzten Ausbauziele jährlich zuweisbare Übertragungskapazität nicht mit der Standardgröße für Netzanbindungssysteme, wie sie im BFO vorgesehen ist, konvergiert. Die aktuelle Standard-Netzanbindungsgröße von 900 MW in der Nordsee und 250 MW in der Ostsee passt nicht mit dem nach aktueller Gesetzeslage jährlich angestrebten Zubau zusammen, und dieser wiederum nicht mit der Kapazität einzelner OWP. Hier muss grundsätzlich eine Lösung gefunden werden, die Netzausbauplanung und OWP-Realisierung so weit wie möglich synchronisiert. Der Gesichtspunkt zeitweiser Teilauslastung kann daher nicht entscheidend sein für die im vorliegenden Entwurf vorgesehene strikte Begrenzung der Netzkapazitäten. Der positive Aspekt, dass durch vorlaufend vorhande-

⁴ BNetzA, Vorläufige Prüfungsergebnisse, S. 11.

ne Netzanbindungskapazitäten ein größerer Wettbewerb bei Ausschreibungen ermöglicht wird, überwiegt daher nach unserer Auffassung deutlich; schließlich ist es Sinn und Zweck der Ausschreibungen, maximale Kosteneffizienz bei sinkender Förderung zu erreichen. Je stärker der Wettbewerb und je geringer die Risiken, desto eher ist auch mit der Hebung von Kostensenkungspotenzialen zu rechnen.

Als weitere, im Gesetz bereits angelegte Unsicherheit kommt hinzu, dass wegen § 17d Abs. 6 S. 3 EnWG der Bestand von Netzanbindungszusagen bzw. Kapazitätszuweisungen ungewiss ist. Dies kann („soll“⁵) dazu führen, dass unter den im Gesetz genannten Umständen Übertragungskapazität auf einem bestimmten und sich bereits in erheblich fortgeschrittenem Realisierungsstadium befindlichen NAS nicht genutzt wird. Um die auf der Erzeugungsseite entstehende Kapazitätslücke möglichst schnell zu schließen, muss zwingend an anderer Stelle Übertragungskapazität zur Verfügung stehen. Denn wenn die zunächst entzogene Übertragungskapazität mangels anderer verfügbarer Übertragungskapazität nur dem auch bisher begünstigten Windpark wieder zugewiesen werden kann, hätte man sich die gesamte Entziehungsprozedur auch sparen können. Die Vorschrift, gerade in ihrer „Soll“-Ausgestaltung, verlöre dann ihren Sinn, der Erfüllung der Ausbauziele zu dienen und würde nur zusätzliche Probleme, aber im Grunde keinen Nutzen schaffen. Es ist eher unwahrscheinlich, dass ein anderer Windpark aus demselben Cluster diese Lücke wird schließen können. Schon wegen dieser Vorschrift muss daher die Netzplanung und -realisierung immer um mindestens ein Netzanbindungssystem „vorlaufen“.

Dies gilt gerade in der Anfangsphase der seit 01.08.2014 geltenden Regelung, denn zurzeit ist der Bestand der bereits vorgenommenen Zuweisungen bzw. Zusagen von Übertragungskapazität in besonderem Maße ungewiss. Dies war der Grund für die Einführung von § 118 Abs. 14 EnWG: Auch der Gesetzgeber ging davon aus, dass zur Realisierung der angestrebten Erzeugungskapazität ein gewisser Überschuss an Übertragungskapazität erforderlich ist.

Der Entwurf des O-NEP der ÜNB sollte daher in der vorliegenden Form bestätigt werden, da er für die laufenden Projekte die bereits geschaffene Planungssicherheit erhält. Dabei werden sich die Einzelunternehmen gegebenenfalls noch in gesonderten Stellungnahmen zu der dort vorgesehenen Reihenfolge äußern.

Es sollte außerdem zusätzlich geprüft werden, ob clusterübergreifende Anbindungen sinnvoll sind, um Lücken aufzufüllen (vgl. unten 5.).

4. Beurteilung der vorläufigen Prüfungsergebnisse der BNetzA

Die BNetzA geht davon aus, dass ein bedarfsgerechter Zubau durch die Errichtung von nur zwei weiteren Netzanbindungssystemen in der Nordsee (Gesamtleistung 1.8 GW) und einem System in der Ostsee (250 MW) gelingen kann. Dafür stellt sie auf eine Vollausslastung aller Start- und Zubaunetzmaßnahmen ab. Eine solche Vollausslastung würde eine punktgenaue räumliche, zeitliche und kapazitative Kongruenz zwischen Erzeugungs- und Übertragungskapazität voraussetzen. Dies ist aber – wie oben ausgeführt – schon aufgrund der technisch

⁵ Vgl. die Ermächtigung in § 17d Abs. 6 S. 3 EnWG.

und administrativ gesetzten Vorgaben zu den Anbindungskapazitäten nicht möglich.

Das Prüfungsergebnis der BNetzA wird von den unterzeichnenden Verbänden und Organisationen aus folgenden Gründen zurückgewiesen:

- Die behauptete Kongruenz zwischen Erzeugungs- und Übertragungsleistung besteht nicht und kann aufgrund der rechtlichen Vorgaben auch nicht hergestellt werden.
- Es ist rechtlich nicht geboten, bereits in den Jahren 2021/2022 gegebenenfalls schon bestehende zugewiesene Übertragungskapazität im Umfang von 1,2 GW einzusparen.
- Vielmehr ist nach der Zielsetzung der Gesetzesänderungen vom 01.08.2014 diese Einsparung am Ende der zweiten Tranche⁶ vorzunehmen, da das Ziel der Kostensenkung auf diese Weise am besten erreicht werden kann.
- Die Einsparung würde die Möglichkeit eines Wettbewerbs in zukünftigen Ausschreibungen reduzieren.
- Die Einsparung berücksichtigt nicht die in § 17d Abs. 6 S. 3 EnWG angelegte Ungewissheit über den Bestand von Kapazitätszuweisungen und die dadurch auf der Erzeugungsseite entstehenden Lücken.⁷

a) Keine kapazitative Kongruenz zwischen Erzeugungs- und Übertragungskapazität

Die Grundannahme der BNetzA, dass eine vollumfängliche clusterscharfe Kongruenz zwischen Erzeugungs- und Übertragungskapazität existieren kann, ist unzutreffend.

Zwar wird die räumliche Kongruenz – im Großen und Ganzen – durch den BFO gewährleistet. Die zeitliche Kongruenz kann durch die im ONEP verankerte Realisierungsabfolge – jedenfalls im Großen und Ganzen – erreicht werden, da die Erzeugungsseite die OWP-Realisierung entsprechend plant.

Die kapazitative Kongruenz indessen ist alles andere als vorgezeichnet. Der eingezogene Deckel erlaubt in der Nordsee rein rechnerisch eine jährliche Zuweisung von lediglich 740 MW,⁸ so dass die Teilauslastung jedes neuen NAS vorprogrammiert ist. Mithin muss für einen jährlichen Zubau von 800 MW auch jedes Jahr ein neues NAS in der Nordsee in Betrieb genommen werden. Verzichtet werden könnte hierauf nur,

⁶ 01.01.2021 bis 31.12.2030.

⁷ Diese Norm gilt zeitlich unbegrenzt. Wenn in der Zukunft, „jenseits“ der 7,7 GW der ersten Tranche, ein Anwendungsfall auftritt, entsteht eine Lücke in Höhe eines „Halbjahresdeputats“ an Erzeugungsleistung.

⁸ Abzuleiten aus dem Szenariorahmen 2025, der zwischen 2025 und 2035 einen Zubau von 7.4 GW = 740 MW p.a. für die Nordsee prognostiziert.

- wenn sich genügend „Restbestände“ auf beauftragten NAS angesammelt haben, um in einem Jahr die zuweisbare Übertragungskapazität auszuschöpfen,
- und diesen „Restbeständen“ auch realisierbare Erzeugungskapazität gegenübersteht.

Letzteres ist beispielsweise bei dem NAS HelWin2 derzeit fraglich; aus genehmigungsrechtlichen Gründen bezüglich des einen dort projektierten Vorhabens ist dort ein längerer Leerstand von knapp 200 MW absehbar. Diese Möglichkeit eines Auffüllens entfällt aber gerade bei kleineren Restmengen auf einem NAS. Denn eine sukzessive Leistungssteigerung der Erzeugungskapazität in einem so erheblichen Ausmaß zu einem Zeitpunkt nach der Finalen Investitionsentscheidung (FID) – und Voraussetzung einer FID ist eine Kapazitätszuweisung! – erscheint völlig praxisfern und unrealistisch. Die Flexibilität der OWP-Planung besteht zu diesem Zeitpunkt nicht mehr. Schon genehmigungsrechtlich ist schwer vorstellbar, dass die Planung in der für ein Auffüllen erforderlichen Größenordnung geändert werden könnte.⁹ Kleine Zuschläge, die sich durch eine Leistungssteigerung bzw. -optimierung (sog. „power boost“) von bereits verbindlich bestellten Windenergieanlagen ergeben, sind dann zwar noch möglich. Diese Kapazitätserhöhung bewegt sich allerdings je nach OWP-Größe im einstelligen bis unterem zweistelligen MW-Bereich (vgl. etwa die dem Projekt Riffgat zugewiesenen 5,2 MW in der ersten Zuweisungsrunde).

In jedem Fall ist letztlich die Planung der einzelnen Windparkvorhaben entscheidend. Dass diese punktgenau bei 900 MW pro NAS liegt und die entsprechenden Investitionsentscheidungen trotz des Wissens, erst zu einem späteren Zeitpunkt Übertragungskapazität zugewiesen bekommen zu können (darauf aber auch keinen Anspruch zu haben!), getroffen wird, ist nicht nur unwahrscheinlich sondern realitätsfern. Vielmehr scheint es auch angesichts des im BFO angenommenen Erzeugungspotentials pro Cluster mehrheitlich so, dass auf einigen NAS Restkapazitäten verbleiben, wohingegen andere Cluster mit leicht überschüssender Erzeugungskapazität nicht vollständig bedient werden dürften (dies gilt allerdings insbesondere für die zur Zeit ohnehin auf Basis des Rundschreibens des BSH vom 06.03.2015 bis auf weiteres hintangestellte O-NEP-Zone 3 in der Nordsee bzw. – Rundschreiben vom 23.03.2015 – in BFO-Cluster 2 der Ostsee).

Für die Ostsee ist aufgrund der geringeren Übertragungsleistung von nur 250 MW je NAS mindestens ein zweites NAS notwendig, um die Realisierung von mindestens einem wirtschaftlich sinnvollen OWP-Vorhaben zu gewährleisten. Um auch in der Ostsee eine mehrjährige Unterbrechung der Entwicklung – in allen ihren Stufen – zu vermeiden, muss hier das nächste System bereits in 2021 zur Verfügung stehen.

Der Deckel führt daher nicht dazu, dass Einsparungen in Hinblick auf die Errichtung von NAS möglich sind. Dieser Effekt kann erst eintreten, wenn die beiden oben genannten Voraussetzungen erfüllt werden.

⁹ Es ist keine Selbstverständlichkeit, die Turbinengröße zu ändern, und wegen Abschattungseffekten geht eine solche Größenänderung in der Regel mit einer Reduzierung der Standorte bei gleicher Fläche einher. Für weitere WEA bedarf es einer zusätzlichen Planfeststellung, die sich unter anderem im Rahmen der Raumordnung und Nachbarplanungen halten muss. Hierdurch werden Erweiterungen Grenzen gesetzt.

b) Kein Zwang zum „Abschmelzen“ in den direkten Folgejahren 2021/2022

Die BNetzA scheint davon auszugehen, dass sie rechtlich verpflichtet sei, bei einer Zuweisung und (absehbaren) Nutzung von 7,7 GW Übertragungskapazität Ende 2020 in den Folgejahren 2021/2022 1,2 GW Übertragungskapazität wieder „einzusparen“, also erst in 2022 wieder 400 MW zuweisen zu können. Diese Vorgehensweise ist rechtlich jedoch keineswegs geboten, sondern es spricht nach der Zielsetzung der Gesetzesänderung mehr dafür, diese Einsparung erst am Ende der zweiten Tranche vorzunehmen. Denn das zur Zeit angedachte Vorgehen würde de facto zu einem Ausbaustopp auf der Erzeugungseite über mehr als zwei Jahre führen, mit allen bereits aus der Vergangenheit bekannten Auswirkungen für die Auslastung der Hersteller- und Zuliefererindustrie auf dem wichtigen Heimmarkt Deutschland. Ein solch restriktives Vorgehen, das zu einer regulatorisch provozierten Unterbrechung des sich aktuell positiv entwickelnden heimischen Offshore-Windenergiemarktes führen würde, würde zudem die von Industrie wie Politik gleichermaßen angestrebten Kostenreduktionsziele massiv und ohne Not gefährden.

Der Rechtsrahmen stellt sich folgendermaßen dar:

- Gemäß § 17d Abs. 3 S. 2, 3 EnWG beträgt die bis zum 31.12.2020 zuweisbare Anschlusskapazität unter Berücksichtigung bestehender unbedingter Netzanbindungszusagen 6,5 GW. Ab dem 01.01.2021 erhöht sich die Menge der zuweisbaren Anschlusskapazität um jährlich 800 MW.
- Gemäß § 118 Abs. 14 EnWG kann die BNetzA vor dem 01.01.2018 abweichend von § 17d Abs. 3 S. 2 EnWG unter Berücksichtigung sämtlicher bestehender unbedingter Netzanbindungszusagen 7,7 GW Anschlusskapazität zuweisen.
- § 3 Nr. 2 EEG schließlich sieht eine Steigerung der installierten Leistung auf 6,5 GW im Jahr 2020 und auf 15 GW im Jahr 2030 vor.

Aus dem Wortlaut dieser Vorschriften ergibt sich der „abschmelzende Ansatz“ der BNetzA also nicht. Vielmehr drängt sich - § 17d Abs. 3 S. 3 EnWG – eher das Gebot auf, ab 2021 jährlich 800 MW zuzuweisen.

Eine historische Auslegung ist mangels Vorläufernormen nicht möglich; die Mengensteuerung des Windenergieausbaus auf See ist Neuland.

In systematischer Hinsicht fällt ins Auge, dass § 3 Nr. 2 EEG im Gegensatz zu den für die anderen Erneuerbaren Energien Photovoltaik, Windenergie an Land und Biomasse getroffenen Vorgaben keine jährlichen Zielsetzungen vorgibt, sondern nur zwei „Etappenziele“ benennt. Diese liegen ein Jahrzehnt auseinander. Aus dem EEG ergibt sich daher keine Festlegung eines Ausbaupfads; in der Gesetzesbegründung ist denn auch nur von einer „Ausbauperspektive“ für die Offshore-Windenergie die Rede, und von einem „*im Schnitt*“ jährlichen Zubau von etwa 800 MW.¹⁰ Dies wird zwar an anderer Stelle, nämlich in § 17d Abs. 3 S. 3 EnWG, durch die jährlich für zuweisbar erklärte Übertragungskapazität kom-

¹⁰ BT-Drs. 18/1304, S. 111.

pensiert, zeigt aber gleichzeitig, dass sich aus *dem EEG* keine Vorgabe in puncto „Abschmelzen“ ergibt. Vielmehr geht es dem Gesetzgeber in dieser Vorschrift nur um die Zieldefinition.

Da, wie bereits gesagt, § 17d Abs. 3 S. 3 EnWG eine jährliche Zuweisung von 800 MW ab 2021 vorsieht, bietet einzig § 118 Abs. 14 EnWG einen Ansatz, hierauf zu verzichten. Dieser ist daher Gegenstand der Auslegung.

Auch diese Vorschrift ist historisch nicht aufzubereiten oder herzuleiten, da sie gänzlich neu ist.

Systematisch handelt es sich um eine Übergangsvorschrift, die eine Abweichung von § 17d Abs. 3 S. 2 EnWG vorsieht; die BNetzA darf bis Ende 2017 mehr Übertragungskapazität als dort vorgesehen zuweisen. Dieses Recht läuft zum 01.01.2018 aus. Hervorzuheben ist, dass gerade nicht auf § 17d Abs. 3 S. 3 EnWG, der die jährliche Zuweisung ab 2021 regelt, verwiesen wird, sondern nur auf ein Überschreiten der bis Ende 2020 vorgesehenen Obergrenze der ersten Tranche. Dies spricht für eine Inkaufnahme eines Überschreitens dieser Obergrenze, wenn tatbestandlich keine Fälle des § 17d Abs. 6 S. 3 EnWG eintreten, die vorgesehene Rechtsfolge unverhältnismäßig wäre oder der entsprechende Bescheid nicht „rechtzeitig“ – also vor Ende 2020) vollziehbar wird. Zwingende Auswirkungen auf die Anwendung von § 17d Abs. 3 S. 3 EnWG lassen sich daraus nicht ableiten.

Auch aus der Zielsetzung von § 118 Abs. 14 EnWG ergibt sich nichts anderes. Der Hintergrund dieser Vorschrift ist, dass einige Projekte mit unbedingter Netzanbindungszusage diese zugesagte Kapazität nicht im ursprünglich geplanten Zeitrahmen nutzen könnten und damit im Rahmen der nun eingeführten Mengensteuerung eine „Blockade“ für die Realisierung anderer Projekte darstellen könnten. Dadurch würde das Erreichen des Ziels von 6,5 GW installierter Erzeugungsleistung in 2020 gefährdet. Daher kann die BNetzA vor dem 01.01.2018 Netzkapazitäten in einer Größenordnung vergeben, die bis zu 1,2 GW das Ausbauziel von 6,5 GW übersteigen, wenn es für die Zielerreichung von 6,5 GW in 2020 erforderlich ist.¹¹ Augenscheinlich hält die BNetzA es für erforderlich, von dieser Möglichkeit Gebrauch zu machen; dies ergibt sich aus den bisher durchgeführten/eingeleiteten Zuweisungsverfahren.¹²

Die Pause zwischen Anfang 2018 und Ende 2020, in der keine über 6,5 GW hinausgehende Kapazität zugewiesen werden kann, ist der Zeitraum, in dem durch Anwendung von § 17d Abs. 6 S. 3 EnWG die Menge zugewiesener Kapazität – bei Vorliegen der Tatbestandsvoraussetzungen – wieder abgeschmolzen werden „soll“. Erfolgt dies aber nicht, weil sämtliche zugewiesene Kapazität genutzt wird, folgt hieraus aus der Zielsetzung der Norm nicht, dass dies in den Folgejahren, in denen nach § 17d Abs. 3 S. 3 EnWG zugewiesen wird, nachzuholen wäre. Die der Norm zugrunde liegende Befürchtung, dass die Zielsetzung verfehlt wird, wäre dann schlicht unberechtigt gewesen. Entscheidend sind einzig zwei Gesichtspunkte:

- ab 2021 werden jährlich nicht mehr als 800 MW Übertragungskapazität zugewiesen

¹¹ BT-Drs. 18/1304, S. 194.

¹² BK6-14-129; BK6-15-010

- in 2030 sollen 15 GW Erzeugungskapazität installiert sein.

Die BNetzA geht daher zu Recht davon aus, dass in 2020 voll genutzte 7,7 GW Übertragungskapazität verlangen, dass nach derzeitiger Rechtslage bis 2030 1,2 GW eingespart werden müssen. Zum Zeitpunkt der Einsparung trifft das Gesetz jedoch keine Regelung. Es ist rechtlich möglich, die Einsparung erst am Ende der zweiten Tranche vorzunehmen.

Zu betrachten ist daher, zu welchem Zeitpunkt oder in welcher Weise/Verteilung die Einsparung am sinnvollsten ist. Damit wird die Zielsetzung der Mengensteuerung relevant: Diese besteht insbesondere darin, die Kostendynamik der vergangenen Jahre beim Ausbau der erneuerbaren Energien zu durchbrechen.¹³ Die Offshore-Windkraftnutzung gilt dabei als Technologie mit hohem Kostensenkungspotential.¹⁴ Die Nutzung dieses Potentials gelingt am besten bei einem kontinuierlichen Ausbau, der Lern- und Skaleneffekte bewirkt.¹⁵

Eine klare Unterbrechung der weiteren Entwicklung nach Abschluss der ersten Ausbauphase wäre extrem kontraproduktiv. In dieser ersten Phase haben die beteiligten Unternehmen – Betreiber, Hersteller, Zulieferer – sich „warmgelaufen“ und könnten im unmittelbaren Anschluss weitere Projekte auf den Weg bringen. Die erforderlichen Ressourcen sind aufgebaut und können direkt wieder eingesetzt werden; Einmal-Investitionen zahlen sich aus. Jedes Abklemmen der derzeitigen Projektpipeline bei Betreibern, Herstellern und Zulieferern würde Effekte der Kostensenkung mindern und stünde konträr zu einer gleichmäßigen Auslastung der Industrie. Der positive Effekt, den ein kontinuierlicher Ausbau auf die Realisierung von Kostensenkungspotentialen hat, wurde deutlich in einer im Sommer 2013 veröffentlichten Studie herausgearbeitet.¹⁶ Zusätzlich zur bereits limitierenden Mengensteuerung nach 2020 (800 MW Zubau pro Jahr) würde diese Einschränkung den Fortbestand der Industrie massiv gefährden. Schon die starke Beschränkung des Ausbauzieles für 2030 erschwert den Ausbau einer starken, exportorientierten Offshore-Windindustrie mit einem angemessenen Heimmarkt in Deutschland als Basis und „Schaufenster“ für Exportmärkte. Weitere Einschränkungen würden Investitionsentscheidungen von Herstellern und Zulieferern in Deutschland zusätzlich erschweren und Produktionsverlagerungen ins benachbarte Ausland (z.B. Großbritannien) riskieren.

Dieser Aspekt gewinnt an Bedeutung angesichts der geplanten Einführung von Ausschreibungen. Dadurch verschärft sich der Druck in Hinblick auf Kostensenkungen, an denen bereits intensiv gearbeitet wird. Kostensenkungspotentiale können direkt an den Stromverbraucher weitergegeben werden und bei direkten Folgeprojekten umso höher ausfallen.

Zudem muss im Blick bleiben, dass schon heute die für die Jahre post-2020 projektierten OWPs stetig vorangetrieben werden und größtenteils fester Bestandteil langfristiger Unternehmensstrategien sind. Eine Verschiebung um ein Jahr würde zu massiven Unsicherheiten bzgl. des Standortes Deutschlands führen. Die stetigen Planungen von Projekten post 2020 vertrauen auch auf die im O-NEP verankerten Ausbauvorgaben.

¹³ BT-Drs. 18/1304, S. 94.

¹⁴ BT-Drs. 18/1304, S. 89.

¹⁵ BT-Drs. 18/1304, S. 111.

¹⁶ Prognos/Fichtner, Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie, August 2013.

c) Verengung des Wettbewerbs

Je geringer die Anzahl der Netzanbindungssysteme, auf denen Kapazität zur Verfügung steht, desto beschränkter ist auch der im Rahmen von zukünftigen Ausschreibungen angestrebte Wettbewerb zwischen Projekten. Die mit dem Wettbewerb angestrebte Senkung der Stromgestehungskosten würde also erschwert.

Je nach Ausschreibungsdesign ist daher selbst bei deutlich beschleunigter Netzanbindung ein gewisser Vorlauf des Netzes wie auch bei anderen ausgeschriebenen Projekten mit Infrastrukturmaßnahmen erforderlich. Dies ließe sich nur durch grundsätzliche Veränderungen des Netzanbindungsregimes oder der Verantwortlichkeit für den Netzanschluss ändern, mit allen bekannten Folgen für die Umsetzung von OWP.

d) Keine Berücksichtigung von Ungewissheit über den Bestand von Kapazitätszuweisungen

Es sei weiterhin daran erinnert, dass noch überhaupt nicht feststeht, wie viel Erzeugungskapazität in 2020 installiert sein wird und wie viel Übertragungskapazität mit diesem „Nutzbarkeitsdatum“ Ende 2020 noch zugewiesen sein wird. Dies gilt auch für die Zeit über 2020 hinaus; selbstverständlich kann auch im Zeitraum 2020 bis 2030 Kapazität entzogen werden zu einem Zeitpunkt, zu dem das NAS schon (weitgehend) realisiert ist.

Die Netzplanung heute kann nicht ignorieren, dass erzeugungsseitig die Möglichkeit räumlicher Verschiebungen besteht, und den Tatsachen vorauseilend zu knapp planen, so dass für das Erreichen der gesetzlichen Ziele keine Übertragungskapazität besteht, weil für Erzeugungskapazität an anderer Stelle keine Übertragungskapazität vorhanden ist bzw. erst mit dem bekannten langwierigen Vorlauf realisiert werden müsste.

e) Fazit

Die vorläufigen Prüfungsergebnisse der BNetzA würden bei Umsetzung den eben erst erfolgreich anlaufenden Ausbau der Windenergienutzung auf See massiv gefährden. Sie würden überdies dazu führen, dass Kostensenkungspotentiale nicht genutzt werden könnten und einen zukünftigen Wettbewerb erschweren.

Die unterzeichnenden Verbände und Organisationen halten den angedeuteten Weg für fatal. Sie plädieren nachdrücklich dafür, die Anzahl der Anbindungssysteme aus dem Entwurf zum O-NEP 2014 beizubehalten, um unter optimaler Nutzung von Kostensenkungspotentialen bei allen Beteiligten das Erreichen der gesetzlichen Ziele nicht nur in 2020, sondern auch in 2030 sicherzustellen.

5. Clusterübergreifende Anbindungen

Es sollte zukünftig möglich sein, in begründeten Fällen clusterübergreifende Anbindungen zuzulassen. Voraussetzung ist, dass eine solche clusterübergreifende

Anbindung nicht dazu führt, den Stromexport aus anderen Clustern oder eine zukünftige Vermaschung in unverhältnismäßigem Ausmaß durch „Verbauen“ von Räumen zu erschweren; die Raumverträglichkeit muss gegeben sein und die Verhältnismäßigkeit insgesamt muss gewahrt werden. Eine clusterübergreifende Anbindung sollte grundsätzlich in allen Fällen geprüft werden, in denen sonst eine nennenswerte Netzanbindungskapazität – nicht nur „Restkapazität“ – ungenutzt frei stünde. Dies würde auch den für die Zukunft angestrebten Wettbewerb zwischen Projekten stärken.

6. Verbindlichkeit der Bestätigung

Aus den vorläufigen Prüfungsergebnissen der BNetzA sowie aus der Marktanalyse Offshore-Windenergie des BMWi vom 20.02.2015 lässt sich schließen, dass der ONEP aus Sicht der Administration auch nach Bestätigung – trotz § 17d Abs. 1 S. 1 EnWG – nicht unbedingt umzusetzen sein soll. Der O-NEP gewähre keinen Vertrauensschutz und unterliege Anpassungserfordernissen.

Dies trifft zwar insofern zu, als Planungen, die sich im Nachhinein als nicht ziel führend erweisen, sicherlich nicht als Selbstzweck aufrechterhalten und umgesetzt werden sollten. Planänderungen müssen möglich sein. Andererseits würde damit aber die Zielsetzung des Systemwechsels von Ende 2012, durch ein neues Planungsregime Planungs- und Investitionssicherheit für alle Beteiligten zu schaffen, verfehlt.

Wir regen daher dringend an, dass jedenfalls die jeweils drei nächsten im ONEP vorgesehenen Zubaumaßnahmen, die von der BNetzA bestätigt werden, als räumlich und zeitlich unumkehrbar bestätigt gelten und nur in höchst außergewöhnlichen Fällen wieder einer Neubewertung unterzogen werden dürfen. Andernfalls würde zum einen die Pflichtenlage für die ÜNB aus § 17d Abs. 1 zur Makulatur, zum zweiten der Erzeugerseite letztlich doch wieder die Planungsgrundlage entzogen.

15. Mai 2015

Gez.:

Dr. Jörg Buddenberg, Vorstandsvorsitzender der Arbeitsgemeinschaft Offshore-Windenergie e.V. (AGOW)

Jörg Kuhbier, Vorstandsvorsitzender der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

Dr. Ursula Prall, Vorsitzende des Offshore Forums Windenergie (OFW)

Dr. Wolfgang von Geldern, Vorsitzender des Wirtschaftsverbands Windkraftwerke e.V. (WVW)

Andrée Iffländer, Vorsitzender des Wind Energy Network e.V. (WEN)

Jan Rispens, Geschäftsführer Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur GmbH (EEHH)

Ronny Meyer, Geschäftsführer der Windenergie-Agentur WAB e.V.

Asmus Thomsen, Vorstandsvorsitzender windcomm schleswig-holstein e.V.

Urs Wahl, Projektleiter Politik Offshore-Wind-Industrie-Allianz (OWIA)

Matthias Zelinger, Geschäftsführer VDMA Power Systems

Ansprechpartner:

Michael Pohl

Arbeitsgemeinschaft

Offshore-Windenergie e.V.

Schiffbauerdamm 19

10117 Berlin

michael.pohl@agow.eu

Dr. Ursula Prall

Offshore Forum Windenergie

Kaiser-Wilhelm-Straße 93

20355 Hamburg

prall@ofw-online.de