

Der Vorstand



Wirtschaftsverband Windkraftwerke e.V.~Baudirektor-Hahn-Str.20~27472 Cuxhaven

Netzentwicklungsplan Strom
Postfach 10 05 72
10565 Berlin

Geschäftsstelle Cuxhaven:

Baudirektor-Hahn-Str. 20
27472 Cuxhaven
Tel.: 04721 – 66 77 243
Fax: 04721 – 66 77 251
E-Mail: info@wwindkraft.de

Per E-Mail: konsultation@netzentwicklungsplan.de

Vorstand:

Dr. Wolfgang von Geldern, *Vorsitzender*
Lothar Schulze, *Stellvertreter*
Curtis Briggs
Karl Detlef
Fritz Laabs
Uwe Thomas Carstensen
Thorsten Fastenau

Cuxhaven, 13. Dezember 2015

Offshore-Netzentwicklungsplan 2025, Version 2015, erster Entwurf (Stand: 30. Oktober 2015) / Konsultationsverfahren

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir bedanken uns vielmals für die Möglichkeit der Stellungnahme zu dem ersten Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans 2025 (im Folgenden: O-NEP 2025) der Übertragungsnetzbetreiber (im Folgenden: ÜNB) vom 30. Oktober 2015 und verweisen auf die gemeinsame Verbände-Stellungnahme vom 13. Dezember 2015.

Darüber hinaus möchten wir Folgendes anmerken:

I. Grundsätzliche Kritikpunkte

Unter Bezugnahme auf die vorangegangenen Stellungnahmen der Verbände zu den verschiedenen Entwürfen zum O-NEP, insbesondere der vom 15. Mai 2015 zum zweiten Entwurf des O-NEP 2014, halten wir die dort begründeten Forderungen in vollem Umfang aufrecht:

- Für den angestrebten und erforderlichen Wettbewerb im Offshore-Bereich ist ein Überschuss an Übertragungskapazität erforderlich.
- Die Gewährleistung des im EEG vorgesehenen Ausbaupfads muss garantiert werden, dies beinhaltet
 - Planungssicherheit bzgl. der Zubaumaßnahmen,
 - mehr als zwei weitere NAS in der Nordsee und
 - clusterübergreifende Anbindungen.
- Eine Einsparung der Zuweisung von Kapazitäten in den Jahren 2021 und 2022 ist rechtlich keineswegs geboten.

Neben diesen bereits früher vorgetragenen Kritikpunkten ignoriert der O-NEP 2025 die aktuellen Ziele der Bundesregierung und liefert keine Alternativen-Planung anhand von Sensitivitätsanalysen:

Zum O-NEP 2014 veröffentlichten die ÜNB folgenden Begleitkommentar¹:

„Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) nehmen in diesem Jahr neben der Erstellung des Netzentwicklungsplans (NEP) 2014 auch Sensitivitätsanalysen vor. Diese Analysen liefern Indikationen über die Auswirkungen einer aktuell von der Bundesregierung diskutierten Reduzierung von Ausbauzielen der Offshore-Windkraft und einer Kappung von Stromspitzen aus Erneuerbare-Energien-Anlagen. Diese Sensitivitätsberechnungen setzen auf dem Szenario A 2024 aus dem NEP 2014 auf und nehmen deshalb etwas mehr Zeit in Anspruch.“

Diesem Anspruch werden die ÜNB in dem jetzt vorgelegten O-NEP 2025 nicht gerecht.

Die Möglichkeiten sich über Sensitivitätsanalysen verschiedenen Entwicklungssträngen zu nähern, werden von den ÜNB nicht genutzt. Bereits im EEG 2014 ist die Ausschreibung, also ein erneuter Systemwechsel für die Zeit nach 2020 beabsichtigt. Der O-NEP muss die daraus resultierenden Folgen über Sensitivitätsrechnungen bzw. qualitative Diskussionen berücksichtigen.

Es ist nicht überzeugend, wenn die ÜNB dem entgegenhalten, der politisch angestrebte Systemwechsel sei bisher nicht hinreichend konkretisiert (O-NEP 2025, S. 12). Es ist vielmehr die Aufgabe solcher Sensitivitätsanalysen, verschiedene potenzielle Entwicklungsverläufe zu untersuchen, auch wenn sie im Detail noch nicht feststehen. In der Diskussion befinden sich unterschiedliche Modellansätze, die den ÜNB hinlänglich bekannt sind (z.B. O-NEP + oder dänisches Modell). Unabhängig von der Festlegung auf ein Zielsystem ist bereits heute erkennbar, dass es zumindest für eine Übergangsphase einer Abkehr vom vorgelegten Entwurf bedarf. Um auch für die Jahre ab 2021 einen kontinuierlichen Ausbau bei ausreichendem Wettbewerb zu ermöglichen, bedarf es eines flexiblen Systems, das bereits in 2016 und 2017 zwingend Auftragsvergaben für Netzanschlüsse ermöglicht. Dies spiegelt sich bisher im O-NEP 2025 in keiner Weise wider.

Den ÜNB waren sowohl der Koalitionsvertrag der Regierungsparteien als auch die Eckpunkte des BMWi vom 31. Juli 2015 für ein neues Ausschreibungsdesign bekannt und hätten demzufolge dem Entwurf zu Grunde gelegt werden können.

Insbesondere das vom BMWi schriftlich wie mündlich verkündete Ziel, einen Fadenriss der Offshore-Entwicklung in den Jahren 2021 - 2023 zu vermeiden, hätte in einer Sensitivitätsbetrachtung Berücksichtigung finden müssen. Stattdessen legen die ÜNB den bereits zuvor angenommenen Wachstumspfad zu Grunde, der eine Abschmelzung der voraussichtlichen Überkapazität in den Jahren 2021 - 2023 voraussetzt, obwohl dies nicht durch das EnWG vorgeschrieben wird. Hierzu haben die Verbände bereits in ihrer Stellungnahme vom 15. Mai 2015 zum zweiten Entwurf

¹ <http://www.netzentwicklungsplan.de/ver%C3%B6ffentlichung-nep-und-o-nep-2014>.

des O-NEP 2014 umfangreich vorgetragen. Die dort niedergelegte Rechtsauffassung wird mittlerweile auch vom BMWi geteilt und ist in mehreren Workshops des BMWi offiziell bekräftigt worden.

Genauso wie clusterübergreifende Netzanschlüsse, die schon heute ausnahmsweise nach dem BFO zulässig sein (vgl. Seite 6 des BFO-N 2013/2014) und für eine bessere Auslastung der Kapazitäten sorgen können, hätten sich Sensitivitätsbetrachtungen auch auf einen möglichen Entwicklungspfad in den Zonen 4 und 5 der Nordsee erstrecken müssen. Stattdessen legen die ÜNB ihrem Entwurf kategorisch allein die von der BNetzA im Dezember 2014 genehmigten Ausbauszenarien und das altbekannte Kriterium der „Küstenentfernung“ zu Grunde. Dabei bleibt unberücksichtigt, dass bei einer Gesamtkostenbetrachtung (d.h. Netzausbaukosten und Stromeinspeisevergütung / Stromgestehungskosten) auch weit von der Küste entfernt liegende OWP wegen des dort möglichen höheren Energieertrages wirtschaftlicher sein können als OWP aus küstennäheren Zonen (vgl. weiter dazu unter III. 5.).

Nach alledem ist der zur Konsultation veröffentlichte O-NEP 2025 bereits jetzt schon Makulatur und muss in jedem Fall geändert werden. Sollte der O-NEP erst nach Inkrafttreten der Gesetzesnovelle voraussichtlich Mitte 2016 den politischen Willen für den Systemwechsel aufgreifen, würde der Bundesgesetzgeber ohne Kenntnis der Regelungen im O-NEP (Bestätigung erfolgt erst nach Inkrafttreten) gesetzliche Regelungen treffen müssen. Gleichzeitig wäre der O-NEP in dieser Phase in einem Stadium, in dem die BNetzA die Änderungen selbst vornehmen müsste, da die ÜNB den Entwurf des O-NEP bereits zweifach konsultiert und an die BNetzA zur Bestätigung übermittelt hätten. Damit würde der Regulierungsbehörde eine netztechnische Aufgabe auferlegt, die zuvörderst eine Aufgabe der ÜNB ist.

II. Falsche Ausgangsdaten

Der O-NEP 2025 legt Ausgangsdaten zugrunde, die sowohl den gesetzlichen als auch den aktuellen politischen Zielvorstellungen widersprechen.

1. Unterschreitung des Ausbaupfads

Der Szenariorahmen missachtet den gem. § 3 Nr. 2 EEG vorgegebenen Ausbaupfad von 15 GW im Jahr 2030. Dies wiederum zieht bis zum Jahre 2025 eine installierte Gesamtleistung von 11 GW nach sich (so auch aktuell das Eckpunktepapier zum EEG 2016 vom 25. November 2015, S. 8). Demgegenüber sieht die Tabelle 1 zu dem Szenariorahmen maximal eine installierte Leistung von 10,5 GW in 2025 vor. Das für den Ausbau relevante gesetzliche Zieljahr 2030 ist in der Tabelle 1 auf Seite 21 des Entwurfs gar nicht erst erwähnt. Rechnerisch ergibt sich bis zu diesem Datum maximal eine installierte Erzeugungsleistung von 14,5 GW. Damit erfolgt die Planung bereits auf einer zu gering veranschlagten Zielgröße.

2. Nichtberücksichtigung der Eckpunkte des BMWi

Des Weiteren sind die Eckpunkte des BMWi zur Ausschreibung zwar in Bezug genommen (vgl. S. 12 O-NEP 2025). Sie wurden jedoch inhaltlich nicht gespiegelt. Vielmehr steht der O-NEP 2025 sowohl zeitlich als auch inhaltlich im Widerspruch zu den Eckpunkten. Das vom BMWi auf dem Fachworkshop am 18.11.2015 vorgestellte

Mengengerüst² sieht über die gem. § 118 Abs. 14 EnWG bis 2018 zuweisbare Kapazität von max. 7,7 GW ein weiteres Ausbaupotenzial in Höhe von rund 7 GW in den Zonen 1 und 2 der Nordsee bis zum Ende des Zeitraums der Übergangslösung zum Ausschreibungsmodell im Jahr 2023³ vor.

Dieser Bedarf liegt deutlich oberhalb dessen, was im Rahmen des gesetzlichen Ausbaupfads gem. § 17d Abs. 3 EnWG i. V. m. § 3 Nr. 2 EEG bis 2023 an Netzanschlusskapazität zugewiesen werden kann. Daher ist es umso wichtiger, durch die Planungen im O-NEP sicherzustellen, dass Netzanschlusskapazität jedenfalls im Rahmen des gesetzlich zulässigen Umfangs gewährleistet ist, um einem Fadenriss der Offshore-Entwicklung in Deutschland entgegenzuwirken.

Wenn die ÜNB in ihrem Entwurf dagegen davon ausgehen, dass für das Zubaunetz der Nordsee erst wieder 2023 neue Netzanschlüsse fertiggestellt sein müssen, steht dies im Widerspruch zum veröffentlichten Ziel der Bundesregierung, wonach auch schon in den Jahren 2021 - 2023 ein kontinuierlicher OWP-Zubau sichergestellt werden soll (vgl. Eckpunktepapier des BMWi „EEG-Novelle 2016“ vom 25.11.2015, Seite 7/8). Nach der Rechtsauffassung des BMWi ist auch ein Zubau in dieser Zeit zulässig, selbst wenn bis 2020 der Deckel von 6,5 GW überschritten sein sollte. Die Notwendigkeit von zusätzlichen Netzanbindungssystemen (NAS) und / oder clusterübergreifenden Anbindungen ist daher bereits jetzt absehbar.

Gleichwohl halten die ÜNB daran fest, für die Jahre 2021 und 2022 keinen weiteren Netzanschluss vorzusehen. Damit widerspricht der O-NEP 2025 sowohl der Rechtsauslegung als auch dem politischen Willen der Bundesregierung.

3. Änderung des Startnetzes auf unsicherer Rechts- und Tatsachenlage

Das sog. Start-Offshore-Netz war in allen bisherigen O-NEP-Versionen Ausgangsparameter für die weitere Offshore-Netzplanung.⁴

Auch im O-NEP 2025 heißt es auf S. 63:

„Grundlage der Netzplanung im O-NEP ist das sog. Start-Offshorenetz.“

Das Startnetz ist danach für den jeweils aktuellen O-NEP nicht disponibel.

Demgegenüber nimmt der O-NEP 2025 eine Veränderung vor:

„Das Netzanbindungssystem NOR-6-3 (BorWin4) ist in diesem O-NEP nicht mehr Teil des Startnetzes.“

Das NAS NOR-6-3 (BorWin4) soll in das Zubaunetz mit dem Zieljahr 2030 verschoben werden, weil die BNetzA den Anschluss des OWP Global Tech I an

² <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/fachworkshop-mengengeruest-zonen-1-2-bmwi.html;jsessionid=7D7ECBB08042CA44A0B05AAD6A4B77AD>

³ BMWi, Eckpunktepapier zur Ausschreibung (Stand Juli 2015), S. 19; Eckpunktepapier EEG-Novelle 2016, 08.12.2015, S. 9.

⁴ Vgl. Offshore-Netzentwicklungsplan 2013, 2. Entwurf, S. 19, 60; Bestätigung Offshore-Netzentwicklungsplan 2013, S. 36; Offshore-Netzentwicklungsplan 2014, 2. Entwurf, S. 14, 27.

NOR-8-1 (BorWin3) verlagert hat, um OWP Deutsche Bucht dann an NOR-6-2 (BorWin2) statt an BorWin4 anschließen zu können (vgl. O-NEP 2025, S. 27). Dabei berücksichtigen die ÜNB nicht, dass der Verlagerungsbeschluss der BNetzA beklagt und somit noch nicht bestandskräftig ist. Um am Ende ein mögliches Chaos zu vermeiden, hätte es im Rahmen einer Sensitivitätsbetrachtung einer Alternativenplanung für den Fall bedurft, in dem der Verlagerungsbeschluss der BNetzA vom OLG Düsseldorf oder ggf. auch erst vom BGH aufgehoben werden sollte.

Änderungen der tatsächlichen Verhältnisse, die unter dem neuen Rechtsregime gezielt herbeigeführt worden sind, sollten schon aus Gründen des Vertrauensschutzes und der Kompatibilität mit den auf der Grundlage des „alten“ Startnetzes begonnenen Planfeststellungsverfahren für das Startnetz unbeachtlich sein. Ist das Startnetz dagegen – entgegen den fortlaufend wiederholten Bekundungen von ÜNB und BNetzA (vgl. oben) – nunmehr für den O-NEP disponibel, läuft dies der Planungssicherheit und dem Vertrauensschutz eklatant zuwider und fördert damit einen Fadenriss der Offshore-Entwicklung in Deutschland.

Durch diese Veränderung des Start-Offshorenetzes in Folge der Kapazitätsverlagerungsentscheidung wird insbesondere das Vertrauen von Betreibern in den Bestand des bisher vom O-NEP unveränderten Startnetzes verletzt und auf dieser Grundlage aufgewandte Investitionen gefährdet. Für den OWP Atlantis I bedeutet dies beispielsweise die Entwertung von Investitionen in zweistelliger Millionenhöhe.

Und dies geschieht, obwohl bereits heute schon feststeht, dass alle Windparks aus Cluster 6 in Zone 2 der Nordsee angeschlossen werden müssen, um die Offshore-Ausbauziele der Bundesregierung zu erreichen.

III. Falsche Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Wie bereits oben dargestellt, liegen der Zeitplanung des O-NEP keine hinreichenden Sensitivitätsanalysen und Berechnungen zugrunde.

1. Veraltete Realisierungszeiträume für DC-Netzanbindungssysteme

Die ÜNB gehen in ihrem Entwurf davon aus, dass allein das Vergabeverfahren für eine DC-Netzanbindung 12 Monate dauert. Ferner nehmen sie an, dass die Errichtung eines DC-Systems derzeit 60 Monate (vgl. S. 32) benötigt – mit Vergabeverfahren also insgesamt 72 Monate. Zur Begründung geben sie an, dass sich Engpässe bei Ressourcen wie z.B. Kabelverlegeequipment, Spezialschiffen und geschultem Personal auf die von den Herstellern angebotenen Realisierungszeiten auswirken würden. Vor diesem Hintergrund halten die ÜNB eine Berücksichtigung von künftig kürzeren Realisierungszeiträumen auf Basis von Prognosen zum jetzigen Zeitpunkt für nicht praktikabel (vgl. Seite 32).

Diese Annahmen der ÜNB vermögen nicht zu überzeugen. Bereits im März 2012 hat die „AG Beschleunigung“ unter der Federführung der Offshore-Stiftung einvernehmlich mit den ÜNB festgestellt, dass die Netzanschlüsse aktuell Zeiträume von rd. 50 Monaten benötigten. Diese Verzögerungen seien im Vergleich zu den ursprünglichen Planungen (30 Monate) u.a. in der erstmaligen Anwendung der

Gleichstromübertragungstechnologie in dieser Größenordnung auf dem Meer begründet. Entlang der gesamten Investitions- und Wertschöpfungskette würden die Beteiligten (Hersteller, Netz- und Windparkbetreiber, Zertifizierer, Behörden, maritime Wirtschaft, Banken, Versicherer) einen intensiven Lernprozess durchlaufen. Der Lernprozess müsse Antworten liefern zu Fragen, die zurzeit nur mit gewissen Unsicherheiten beantwortet werden könnten und insofern insbesondere Investoren und Versicherungen zurückhaltend agieren ließen.

Die „AG Beschleunigung“ konnte verschiedene Optimierungspotentiale identifizieren, die einen Zeitgewinn erwarten ließen (Planungs- und Genehmigungsverfahren (vgl. Pkt. 2.1), Beauftragung und Vergabe der Netzanschlüsse (vgl. Pkt. 2.2, 2.5), Personalkapazitäten (vgl. Pkt. 2.6)). Darüber hinaus wird insbesondere in der Standardisierung der Netzanschlussysteme (vgl. Pkt. 2.3) ein hohes Beschleunigungspotential gesehen. Zugleich würde durch eine Standardisierung bei volkswirtschaftlicher Kostenoptimierung die Qualität und Zuverlässigkeit des Systems erhöht werden. Weiterhin komme dem Netzanschlussmanagement (vgl. Pkt. 2.4) eine hohe Bedeutung zu, um eine Kostenminimierung bei verzögerten Netzanschlüssen sowie eine optimale Ausnutzung der knappen Ressource Übertragungskapazität zu erreichen.

Um diese Potentiale abrufen zu können, sieht die „AG Beschleunigung“ einen zentralen Lösungsansatz in den sogenannten Realisierungsfahrplänen (vgl. Pkt. 3.3). Der gemeinsam aufgestellte Realisierungsfahrplan sollte ein größtmögliches Maß an Verbindlichkeit erlangen und zu einer vollständigen Transparenz zwischen allen Beteiligten führen, insbesondere den Übertragungsnetzbetreibern und Windparkbetreibern (vgl. zum Ganzen: Lösungsvorschläge für die Netzanbindung von Offshore-Windparks der AG Beschleunigung Offshore-Netzanbindung, Berlin, März 2012).⁵

Aufgrund dieser von den ÜNB mitgetragenen Feststellungen ist nicht nachvollziehbar, dass die ÜNB jetzt in ihrem Entwurf statt Sensitivitätsbetrachtungen für kürzere Realisierungszeiträume vorzunehmen sogar auf 60 Monate zurückfallen. Seit dem Bericht der „AG-Beschleunigung“ sind nahezu vier Jahre ins Land gegangen, in denen weitere vier DC-Netzanbindungssysteme gebaut wurden (BorWin2, HelWin2) bzw. werden (DoIWin2, DoIWin3) und entsprechende Lernkurven bereits durchlaufen worden sind. Der Zeitraum für die Realisierung des Netzanbindungssystems DoIWin3 ist demgegenüber nicht als Maßstab für den Realisierungszeitraum künftiger Netzanbindungssysteme geeignet. Dieses DC-Netzanbindungssystem ist nämlich das erste, das von Alstom hergestellt wird. Insofern ist damit zu rechnen, dass auch bei diesem Hersteller Lernkurven durchlaufen werden, die zukünftig eine schnellere Realisierung erwarten lassen. Darüber hinaus werden auch in den nächsten Jahren weitere Erfahrungen gewonnen, die eine deutliche Beschleunigung erwarten lassen.

Im Übrigen sind von dem von der Offshore-Windenergie Branche treuhänderisch über die Offshore-Stiftung und dem VVW in Auftrag gegebenen Beschleunigungsgutachten (Fichtner GmbH & Co. KG / Prof. Erlich, Uni Duisburg-Essen / Rechtsanwälte GGSC mbB) bereits Anfang des Jahres 2016 weitere

⁵ http://www.offshore-stiftung.com/60005/Uploaded/Offshore_Stiftung%7CAGBeschleunigung_Loesungsvorschlaege.pdf

Beschleunigungspotenziale zu erwarten, die noch in diesem O-NEP für das Zieljahr 2025 Berücksichtigung finden müssen.

2. Zeitliche Staffelung nicht überzeugend

Des Weiteren ist die zeitliche Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen nicht zielführend. Zunächst ist das Festhalten an der „Küstenentfernung“ als Kriterium 1 mit der daraus resultierenden Bedeutung nicht sinnvoll. Stattdessen müsste die Effizienz stärker in den Fokus genommen werden. Soweit eine Gesamtkostenbetrachtung ergibt, dass räumlich weiter von der Küste entfernte Windparks Mehrkosten bei der Netzanbindung durch einen geringeren Strompreis in Folge eines deutlich höheren Energieertrags ausgleichen und sogar wirtschaftlicher betrieben werden können als küstennähere OWP, müssen diese vorrangig angeschlossen werden. Dabei ist ein Vorlauf der Netzanbindungen mit den anteiligen Leerstandskosten zwar systemimmanent aber am Ende sogar volkswirtschaftlich günstiger. Hierdurch wird nämlich ein deutlich stärkerer Wettbewerb erzeugt, der zu geringeren Einspeisevergütungen führt und damit die Leerstandskosten deutlich überkompensiert.

3. Starre Bedarfsfestlegungen ohne Flexibilität

Im Szenario B 2025 wird für die Nordsee der Bedarf an drei weiteren Netzanbindungssystemen abgeleitet. Dabei wird den NAS jeweils eine bestimmte Übertragungsleistung zugeordnet (vgl. S. 35, Tabelle 6). Auch insoweit wäre mehr Flexibilität erforderlich, um technischen Entwicklungen Rechnung tragen zu können. Insbesondere zeigt sich anhand des Leitszenarios B 2025, dass weiterhin Bedarf an BorWin4 besteht.

4. „Imaginäres Groß-Cluster“ in Ostsee bedeutet clusterübergreifende Anbindung

In der Ostsee wird ein „imaginäres Groß-Cluster“ gebildet, um flexiblere Anschlussmöglichkeiten zu ermöglichen, ohne dass clusterübergreifende AC-Anschlüsse erforderlich werden (vgl. S. 36). Diese an sich begrüßenswerte Vorgehensweise könnte entsprechend auch in der Nordsee angewendet werden, um die dort benötigte Flexibilität zu ermöglichen. Die Bildung eines „imaginären Groß-Clusters“ beinhaltet faktisch die Aufgabe des Verbots clusterübergreifender Netzanbindungen (vgl. oben grundsätzliche Kritikpunkte).

5. Keine Erschließung der Zonen 4 und 5

Die Zonen 4 und 5 sind weiterhin nicht erschlossen, insbesondere nicht das Cluster 14, obwohl die dortigen OWP besonders effizient sind. Ein Modell, welches Kabelanbindungs- und Stromerzeugungskosten wirtschaftlich sinnvoll kombiniert betrachtet, kann damit nicht umgesetzt werden. Dies benachteiligt attraktive Projekte in den Zonen 4 und 5 (vgl. oben zu Ziff. 2).

6. Reihenfolge im Zubau-Offshorenetz teilweise nicht sachgerecht

Die zeitliche Verschiebung beispielsweise von NOR-9-1 (vgl. S. 43) benachteiligt die Projekte Austerngrund, Atlantis II und III. Das ist nicht sachgerecht, weil das

Erzeugungspotential hier höher ist, als im O-NEP 2025 ausgewiesen. Es ergibt sich auf Grundlage der überarbeiteten Anträge für NOR-9-1 ein Erzeugungspotential von über 1.700 MW, während der BFO und darauf aufbauend der O-NEP 2025 unzutreffend noch 1.300 MW zugrunde legen (vgl. S. 119).

7. Anmerkung zu einzelnen Maßnahmen

Die Umstellung der ursprünglich für NOR-6-3 (BorWin4) geplanten Nutzung des NVP Emden/Ost auf NOR-3-3 (vgl. S. 109) kann nicht erfolgen, da die landseitige Anbindung bestandskräftig planfestgestellt ist und daher auf ein konkretes NAS bezogen ist, welches nicht beliebig getauscht werden kann.⁶ Wenn zudem BorWin4 – wie im Startnetz vorgesehen – errichtet werden muss, falls die Kapazitätsverlagerung gerichtlich für unzulässig erklärt wird (vgl. oben), wäre der NVP Emden/Ost durch NOR-3-3 blockiert.

In dem O-NEP 2025 ist dieser NVP nun für das DC-Netzanbindungssystem NOR-3-3 (DoWin6) vorgesehen. NOR-6-3 (BorWin4) soll hiernach einem anderen NVP zugewiesen werden, dem NVP Wilhelmshaven II. Sollte sich dessen Planfeststellung bzw. geplante Inbetriebnahme verzögern, käme es auch zu einer zeitlichen Verschiebung der betreffenden NAS (siehe Kriterium 3, S. 34 O-NEP 2025). Dadurch wird wiederum die Planungssicherheit gefährdet.

Diese Umstellung zieht auch eine Änderung der planfestgestellten Trasse im Küstenmeer / der landseitigen Anbindung nach sich. Die beabsichtigte Änderung des Grenzkorridors führt zu einer Änderung der Kabeltrassen. Gemäß Beschreibung von NOR-6-3 (BorWin4) in dem vorherigen zweiten Entwurf des O-NEP 2014 (2024), S. 107 f, dort als Maßnahme im Start-Offshore-Netz, war die Trassenführung zum NVP Emden/Ost durch den Grenzkorridor I an der Grenze zum Küstenmeer vorgesehen.

Der NVP Emden/Ost soll nun durch einen anderen Grenzkorridor, nämlich den Grenzkorridor II statt I, angesteuert werden, vgl. S. 109 f und S. 113 f des O-NEP 2025. Der neue Grenzkorridor soll in den Fortschreibungsprozess des BFO eingebracht werden, vgl. O-NEP 2025, S. 113. Diese – zum BFO-N 2013/2014 abweichende – Planung der ÜNB nimmt eine Entscheidung zur Raumordnung vorweg, die in der Sache nur dem BSH mittels der Festlegung im jeweiligen BFO-N zusteht.

8. Einleitung des OWP-Stroms in das HGÜ-System

Die beim OWP BARD Offshore I lange nicht erkannte und jetzt als „Harmonische Instabilität“ bezeichnete Problematik ist bis heute nicht abschließend gelöst und ihre Folgen für den weiteren Windenergieausbau werden im O-NEP 2025 nicht angesprochen. Für die von den Offshore-Windenergieanlagen produzierten Überspannungen sind die von TenneT vorgegebenen Eingangsparmeter der HGÜ-Systeme nicht ausgelegt, so dass nach weiterem Offshore-Windenergieausbau

⁶ Vgl. insbesondere die verfügbaren Teile sowie die rechtlichen Ausführungen zur Planrechtfertigung: Niedersächsische Landesbehörde für Straßenbau und Verkehr, Planfeststellungsbeschluss für die Netzanbindung BorWin4 der Offshore-Plattform BorWin Delta mittels einer 600-kV-Gleichstromleitung vom 20.06.2014, S. 5, 31 ff. und Planfeststellungsbeschluss für die Netzanbindung BorWin4 der Offshore-Plattform BorWin Delta mittels einer 600-kV-Gleichstromleitung vom 17.02.2015, S. 1, 22 ff.

Abschaltungen in erheblichem Umfang drohen, die die Finanzierbarkeit von Offshore-Windparks gefährden. Hier fehlt es nicht nur an der Problem- und Folgenbeschreibung sondern auch an einem Lösungsvorschlag.

Darüber hinaus wird auch nicht das von der Vertreterin der TenneT im BMWi-Workshop am 18. September 2015 in Berlin vorgetragene Problem erwähnt, wonach über den Netzverknüpfungspunkt Conneforde nicht gewährleistet sei, dass der Offshore-Strom rechtzeitig von See an Land abgeführt werden kann. Auch dies hätte gravierende Folgen für den weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie.

9. Verfehlte Investitionsplanung

Die Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten eines DC-Anbindungssystems in der Nordsee in Tabelle 11 des Entwurfs (vgl. Seite 47) sind weder transparent erläutert noch auf andere Weise nachvollziehbar. Insoweit verweisen wir auf erhebliche Kostenreduktionspotenziale aus dem dem OLG Düsseldorf vorgelegten und der BNetzA bekannten Gutachten der Deutschen WindGuard von November 2015 „PLAUSIBILITÄTSPRÜFUNG DER WIRTSCHAFTLICH-KEITSBEWERTUNG EINER VERZÖGERTEN UMSETZUNG VON BORWIN4“.

Selbst der Hersteller Siemens hat bereits angekündigt, die Kosten für die Herstellung der HGÜ-Netzanschlüsse bis 2020 um 30 – 40 % senken zu können.⁷

Die BNetzA ist darüber hinaus aufgefordert, insbesondere die Handlungsmöglichkeiten des Anreizregulierungssystems auszuschöpfen, um hier zu deutlichen Kostensenkungen zu kommen. In diesem Rahmen ist eine deutlich höhere Transparenz im Hinblick auf die Errichtungs- und Leerstandkosten von den ÜNB einzufordern.

Für Rückfragen stehen wir Ihnen selbstverständlich jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen



Dr. Wolfgang von Geldern
-Vorsitzender des Vorstandes-

⁷ Vgl. [BIZZ 2014] BIZZ energy today, (Seeger, Daniel): Größter Offshore-Konverter steht, vom 21.07.2014, http://bizzenergytoday.com/gr%C3%B6%C3%9Fte_konverterstation_steht, zuletzt abgerufen am 19. November 2015. [Wehrmann 2013] Wehrmann, Anne-Kathrin: Bau von Konverterplattformen: Pionierarbeit mit Lerneffekt, Hansa International Maritime Journal 150. Jahrgang – 2013 – Nr. 10. [Wehrmann 2014] Wehrmann, Anne-Kathrin: Siemens will bis Mitte 2015 vier Konverterplattformen in Betrieb nehmen, Veröffentlicht am 27. August 2014, <https://offshorewindenergy.wordpress.com/2014/08/27/siemens-will-bis-mitte-2015-vier-konverterplattformen-in-betriebnehmen/> zuletzt abgerufen am 19. November 2015.