

# **Stellungnahme des BWO zum**

## **Erster Entwurf NEP 2035 (2021)**

Stand: 05.03.2021

© Orsted, Borkum Riffgrund 2



## **Zusammenfassung:**

*Der Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V. (BWO) dankt für die Möglichkeit, Stellung zum Ersten Entwurf des NEP 2035 (2021), zu beziehen. Als Vertretung der Betreiber von Offshore-Windparks in Deutschland machen wir von dieser Möglichkeit gerne Gebrauch.*

*Wir beziehen uns mit unserer Kommentierung vor allem auf Aspekte, den Ausbau der Offshore-Windkraft betreffend. Damit beziehen sich unsere Anmerkungen vor allem auf das Kapitel zum Offshore-Netzausbaubedarf.*

*Diese Stellungnahme wird unterstützt von der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE.*

### **Der BWO macht folgende grundlegende Anmerkungen:**

- Wir begrüßen, dass die Szenarien mit 28 GW (A), 30 GW (B) und 32 GW (C) dem Wunsch der Branche nach einem gleichmäßigen Ausbau Rechnung tragen. Mit einem gleichmäßigen Ausbau wird eine gesunde Wertschöpfungskette gewährleistet und Ineffizienzen vermieden.
- Wir begrüßen, dass die Berücksichtigung der Sektorenkopplung mittlerweile fester Bestandteil im NEP Strom ist. Power-to-Wasserstoff ist dabei eine zentrale Technologie, die insbesondere in Verbindung mit Offshore-Windparks künftig eine wichtige Rolle spielen wird.
- Der erste Entwurf des NEP 2035 hinterlegt, dass ein Bedarf für den weiteren Ausbau in der Ostsee gesehen wird. Das können wir bestätigen und sehen v.a. im Küstenmeer der Ostsee Potenziale, die unbedingt genutzt werden sollten.
- Der erste Entwurf des NEP sieht auch weitere möglich Ausbau-Potenziale u.a. durch eine kooperative Nutzung. Das begrüßen wir. In der praktischen Anwendung bestehen bei diesem Konzept aber noch Fragezeichen, die unbedingt zeitnah aufgeklärt werden sollten. Dafür empfehlen wir Pilotprojekte und einen nationalen Diskussionsprozess zur gemeinsamen Meeresraumnutzung.

### **Der BWO sieht folgenden Änderungsbedarf:**

- Wir regen an, dass auch andere Fahrweisen für Power-to-Wasserstoff-Anlagen als die im aktuellen Entwurf angenommen (in Stunden mit niedriger Residuallast) Berücksichtigung finden sollten.
- Wir regen an, dass bei den Szenarien auch ein Abtransport von Wasserstoff auf See über Pipelines diskutiert werden sollte.
- Es ist sinnvoll, dass das North Sea Wind Power Hub mit aufgeführt wird. Wir regen an, dass auch weitere Projekte dieser Art (grenzüberschreitend etc.) aufgenommen werden.
- Aus unserer Sicht zeigen die dargestellten Netzausbauvarianten nur eine mögliche Lösung der Anbindung von Offshore-Windparks und der weiteren Verteilung der Energie innerhalb Deutschlands. Wir regen daher an, weitere Lösungsvorschläge zu präsentieren, die sich mehrheitlich auf küstennahe Anbindungen in Niedersachsen und Schleswig-Holstein konzentrieren. Die weitere Verteilung der Energie in Richtung der Lastzentren im Westen und Südwesten Deutschlands sollte dabei über gebündelte DC-Trassen erfolgen.

## Stellungnahme im Detail:

1. Szenariorahmen (Kapitel 2.1) .....	4
Zu 2.1.2 Rahmendaten der Genehmigung .....	4
Zu Kapitel 2.3.1 Regionale Verteilung und zeitlicher Verlauf des Stromverbrauchs .....	4
2. Offshore-Netzausbaubedarf (Kapitel 3.2) .....	4
Zu 3.2.1 Zeitliche Rahmenbedingungen .....	4
Zu 3.2.3 Offshore-Netzausbaubedarf .....	5
Sensitivität North Sea Wind Power Hub und vergleichbare Projekte .....	6
Zu 3.2.4 Netzausbaukosten .....	6

## **1. Szenariorahmen (Kapitel 2.1)**

### **Zu 2.1.2 Rahmendaten der Genehmigung**

Wir begrüßen, dass die Szenarien mit 28 GW (A), 30 GW (B) und 32 GW (C) dem Wunsch der Branche nach einem gleichmäßigen Ausbau Rechnung tragen. Für einen gleichmäßigen Ausbau wäre B die beste Lösung. Szenario C basiert dabei auf der Annahme, dass 2 GW Offshore-Wind aus einer ausländischen AWZ in Deutschland angeschlossen werden. Diese Option wurde in der Vergangenheit politisch angerissen, um die Flächenknappheit in der deutschen AWZ zu lösen. Wir regen an, dass auch der umgekehrte Fall, der Anbindung eines Offshore-Windparks in der deutschen AWZ an einen Anrainerstaat andiskutiert werden könnte. Gleichwohl erkennen wir an, dass auch dafür keine regulatorischen Rahmenbedingungen bestehen. Darüber hinaus ist es wahrscheinlich, dass in Zukunft die Option einer Anbindung von Offshore-Windparks über Wasserstoff-Pipelines möglich wird. Auch diese Option sollte daher Erwähnung finden.

### **Zu Kapitel 2.3.1 Regionale Verteilung und zeitlicher Verlauf des Stromverbrauchs**

Wir begrüßen, dass die Berücksichtigung der Sektorenkopplung mittlerweile fester Bestandteil im NEP Strom ist. Power-to-Wasserstoff ist dabei eine zentrale Technologie, die insbesondere in Verbindung mit Offshore-Windparks künftig eine wichtige Rolle spielen wird. Für ein optimiertes Energiesystem sollten daher die Strom- und Gasnetze abgestimmt aufeinander geplant werden. Bei der Bildung von Szenarien für eine solche Planung sollten Power-to-Wasserstoff und Power-to-Methan als Brückentechnologien berücksichtigt werden. Dabei sollte bedacht werden, dass künftig auch andere Fahrweisen für Power-to-Wasserstoff-Anlagen als die im aktuellen Entwurf angenommene (in Stunden mit niedriger Residuallast) denkbar sind. Die Fahrweise eines Elektrolyseurs darf nicht von der Regulatorik/ Netzseite vorgegeben werden, da diese die Wirtschaftlichkeit maßgeblich beeinflusst. Die im aktuellen NEP Entwurf berechneten TWh Verbräuche durch Elektrolyseurkapazitäten ergeben grob geschätzt nur eine Auslastung von ca. einem Drittel. Dies wäre für einen Markthochlauf keine zielführende Annahme. Wir regen daher an, dass die Fernnetzbetreiber zum Ausdruck bringen, dass es andere Fahrweisen als die berücksichtigte gibt und entsprechend klar formulieren, dass diese Fahrweisen nicht im NEP berücksichtigt wurden.

## **2. Offshore-Netzausbaubedarf (Kapitel 3.2)**

### **Zu 3.2.1 Zeitliche Rahmenbedingungen**

Grundsätzlich finden wir die im Erstentwurf dargelegten Überlegungen zu den technischen und zeitlichen Rahmenbedingungen plausibel. Ziel sollte aber sein, insbesondere bei der Planungsdauer in Zukunft schneller zu werden. Wir erkennen dabei an, dass die Dauer auch nicht zuletzt durch die langwierigen und aufwendigen Planungs- und Planfeststellungsverfahren entstehen. Vor diesem

Hintergrund begrüßen wir auch die laufenden Standardisierungsbemühungen für die zukünftigen 2-GW-HGÜ-Konverterstationen. Eine Standardisierung darf jedoch die Entwickler von Offshore-Windparks nicht einseitig benachteiligen. Die Windparkbetreiber sollten ausreichend eingebunden werden und Festlegungen ausreichend Flexibilität für projektspezifische Lösungen lassen. Im Sinne der systemdienlichen Integration von Offshore-Wind sollten die Plattformen ab spätestens 2030 Multiterminal-fähig sein und bei gegebener Wirtschaftlichkeit untereinander verbunden werden. So kann bei Ausfall von Leitungen, bei Wartungen oder Netzengpässen eine alternative Abführung des Stroms gewährleistet werden.

### **Zu 3.2.3 Offshore-Netzausbaubedarf**

Hier verwiesen wir auf unsere Anmerkungen unter 1. zu den Szenarien.

Auch werden hier die Annahmen im Szenario C 2030 hinsichtlich des möglichen Anschlusses eines ausländischen Offshore-Windparks an das deutsche Netz konkretisiert. Da bislang die gesetzlichen Rahmenbedingungen auf europäische Ebene fehlen, hat die BNetzA vorgeschlagen, einen entsprechenden OWP in den EU-Anrainerstaaten der Nordsee, den Niederlanden oder Dänemark zu unterstellen. Der erste Entwurf des NEP 2035 sieht einen ausländischen OWP mit einer installierten Erzeugungsleistung von 2 GW an das deutsche Übertragungsnetz am NVP Heide /West in Schleswig-Holstein vor. Entsprechend wird von den ÜNB im NEP 2035 (2021) für die Szenarioanalyse angenommen, dass OWP in der dänischen AWZ in das deutsche Netz eingebunden werden. Dieses Vorgehen erscheint plausibel. Wir setzen uns dafür ein, dass der fehlende gesetzliche Rahmen geschaffen wird. Darüber hinaus sollte der NEP 2035 auch weitere unter 1 beschriebene „Optionen“ aufgreifen (Anbindung eines deutschen OWPs an einen Netzanbindungspunkt in den Anrainerstaaten sowie eine mögliche Anbindung über eine Wasserstoff-Pipeline). Die im Szenariorahmen für die Ostsee vorgesehene Erzeugungsleistung für Offshore-Windenergie wurde durch die ÜNB nicht angepasst, da auch der FEP 2020 keine weiteren Flächen in der Ostsee ausweist. Dennoch wird im ersten Entwurf des NEP 2035 seitens der ÜNB noch einmal hinterlegt, dass dafür Bedarf gesehen wird. Das können wir bestätigen. Generell sehen wir v.a. im Küstenmeer der Ostsee noch weitere Potenziale, die unbedingt genutzt werden sollten. Auch erscheint es hinsichtlich des Ziels aus § 5 WindSeeG eines ausgewogenen Ausbaus in Nord- und Ostsee nicht richtig, sollte hier kein weiterer Ausbau stattfinden. Der erste Entwurf des NEP 2035 erwähnt für weitere möglich Potenziale u.a. durch eine kooperative Nutzung. Das begrüßen wir. In der praktischen Anwendung bestehen bei diesem Konzept aber noch viele Fragezeichen, die unbedingt zeitnah aufgeklärt werden sollten. Dafür empfehlen wir Pilotprojekte und einen nationalen Diskussionsprozess zur gemeinsamen Meeresraumnutzung.

Der erste Entwurf des NEP weist darauf hin, dass für die Offshore-Netzanbindungssysteme mit einer Fertigstellung nach dem Jahr 2030 noch keine zeitliche Reihung der anzuschließenden Offshore-Flächen vorlägen. Um eine ausgeglichene Verteilung der Projektträgerschaft zu ermöglichen, schlagen die ÜNB vor, dass die beiden anbindungsverpflichtenden ÜNB in der Nordsee jeweils alle 2 Jahre ein 2-GW-Netzanbindungssystem realisieren, wodurch ein stetiger Zubau von 2 GW Übertragungsleistung ab dem Jahr 2031 gewährleistet wird. Das klingt grundsätzlich plausibel.

Aus unserer Sicht zeigen die dargestellten Netzausbauvarianten nur eine mögliche Lösung der Anbindung von Offshore-Windparks und der weiteren Verteilung der Energie innerhalb Deutschlands. Wir regen deshalb an, der Öffentlichkeit weitere Lösungsvorschläge zu präsentieren und zur Diskussion



zu stellen, die sich mehrheitlich auf küstennahe Anbindungen in Niedersachsen und Schleswig-Holstein konzentrieren. Die weitere Verteilung der Energie in Richtung der Lastzentren im Westen und Südwesten Deutschlands sollte dann wie beim SüdLink über gebündelte DC-Trassen erfolgen, um die Planungs- und Genehmigungsprozesse beschleunigen zu können.

Des Weiteren regen wir zur Übersichtlichkeit an, dass der finale NEP 2035 auch Karten beinhalten sollte, die das Start- und Zubau-Offshore-Netz gemeinsam darstellen.

### **Sensitivität North Sea Wind Power Hub und vergleichbare Projekte**

Es ist sinnvoll, dass das North Sea Wind Power Hub mit aufgeführt wird.

Wir regen an, dass auch weitere Projekte dieser Art (grenzüberschreitend etc.) aufgenommen werden. So wurde im Januar 2021 zwischen 50Hertz und dem dänischen TSO Energinet.dk ein Letter of Intent unterzeichnet, mit dem Ziel, eine Kooperation bei der Entwicklung eines 2GW-Offshore-Hubs auf der Insel Bornholm einzugehen. Die Aufnahme dieses Projekts in den NEP wäre ein wichtiger erster Schritt, um auch die weitere Planung von länderübergreifenden Projekten im Ostseeraum mit voranzutreiben und deren Einfluss auf die zusätzlich benötigte Netzinfrastruktur in Deutschland rechtzeitig zu ermitteln.

### **Zu 3.2.4 Netzausbaukosten**

Die ÜNBs weisen im vorliegenden Entwurf daraufhin, dass die zu erwartenden Kosten durch rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen stark beeinflusst werden. Eine Änderung von Vorgaben, bspw. einer Flexibilisierung der Verlegetiefe, könne Kostensenkungspotenziale ermöglichen. Dieser Auffassung schließen wir uns an. Wie unter anderem die Fachdiskussionen zum 2K-Kriterium gezeigt haben, sollten die regulatorischen Vorgaben einer stetigen Prüfung unterzogen werden. Ein fortgesetzter Fachdialog sollte bei Bedarf zielgerichtet fortgesetzt werden.

#### **Kontakt:**

Johanna Kardel  
Senior Managerin Politik und Regulatorik  
Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V.  
Schiffbauerdamm 19  
10117 Berlin  
  
info@bwo-offshorewind.de  
Tel.: 030-28444650