

Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan 2030 (“NEP 2030”)

Version 2017, 1. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vom 31.01.2017 auf Grundlage des von der Bundesnetzagentur am 30.06.2016 genehmigten Szenariorahmens mit drei Szenarien (A 2030, B 2030 und C 2030) für das Zieljahr 2030

DONG Energy als führender Offshore Windpark Entwickler und Betreiber beteiligt sich erstmalig am Konsultationsprozess für die Onshore-Netzentwicklungsplanung.

Grund hierfür ist, dass in der jüngeren Vergangenheit Umstände aus der Planung des Onshore-Netzes zu Verzögerungen beim Ausbau des Offshore-Netzes und zu anderen negativen Auswirkungen für Offshore Windparks geführt haben (vgl. Gesetzgebungsverfahren zum neuesten WindSeeG; z.B. die Einführung von Jahresschreibern und Verteilung von Offshore Kapazitäten auf Ost- und Nordsee in § 27 Abs. 4 WindSeeG).

Verzögerungen von Netzausbaumaßnahmen im Onshore-Netz gefährden die zwingend notwendige zeitliche Verzahnung mit dem Offshore-Netzentwicklungsplan. Dies kann zu massivem Einspeisemanagement von Offshore-Windparks führen und die Wirtschaftlichkeit von Offshore-Windpark Projekten nachhaltig negativ beeinflussen.

I.

Allgemeines

Die zunehmende Realisierung von Offshore Windpark Projekten in der deutschen Nord- und Ostsee, sind nicht der Hauptgrund für onshore-seitige Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen insbesondere in Norddeutschland, erst-recht nicht in anderen Teilen Deutschlands.

Solche Maßnahmen sind auch weiteren Ursachen geschuldet, nämlich:

- (1) der Marktintegration der erneuerbaren Energien; und
- (2) einem engpassfreien europäischen Stromhandel mit
 - der Drehscheibe Deutschland in Nord-Süd- sowie
 - der Drehscheibe Deutschland in Ost-West-Richtung.

Bei der Entwicklung des Übertragungsnetzes beobachtet DONG Energy, dass sich die Übertragungsnetzbetreiber („ÜNB“) auf eine Kombination aus zwei Arten von Maßnahmen festgelegt haben:

- **AC-Maßnahmen.** Verstärkung des 380-kV-AC-Netzes als kurz- und mittelfristige Lösung der Übertragungsaufgabe;
- **DC-Maßnahmen.** Aufbau eines Onshore DC-Netzes, zunächst mit Punkt-zu-Punkt-Verbindungen, als überlagertes Netz als mittel- und langfristige Lösungsoption zur Bewältigung der Übertragungsaufgabe.

Technologische Herausforderungen, wie z.B. die Vollverkabelung des überwiegenden Teils der DC-Projekte, sind dabei schnell zu bewältigen, um rechtzeitig die Verbindungen in Betrieb zu bringen.

II.

Forderungen an den NEP 2030

Aus Sicht von DONG Energy sollten folgende Aspekte bei der Netzentwicklungsplanung für das Zieljahr 2030 verstärkt, wieder oder erstmalig Berücksichtigung finden:

- Beschleunigung des AC- und DC-Netzes ab den Netzverknüpfungspunkten für Offshore Windparks (dazu **Teil II, Ziff. 1**);
- Wiederberücksichtigung bereits beschlossener Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen (dazu **Teil II, Ziff. 2**);
- Sicherstellung der pünktlichen Fertigstellung von SuedLink (DC3/DC4) und Korridor A (DC1), (dazu **Teil II, Ziff. 3**);
- Berücksichtigung von Netzengpassgebieten Onshore (dazu **Teil II, Ziff. 4**).

Zu den Forderungen an dem vorliegenden NEP 2030 im Einzelnen:

1. Beschleunigung des AC- und DC-Netzes ab bestimmten Netzverknüpfungspunkten für Offshore Windparks (Nordsee)

Es ist aus Sicht von DONG Energy notwendig, das 380-kV-AC-Netz sowohl in Richtung der Onshore Verknüpfungspunkte von Offshore Windparks in der Nordsee, als auch in Richtung der Konverter der DC-Verbindungen (Nordsee) in Norddeutschland auszubauen und zu verstärken; ansonsten sind Netzengpässe und massives Einspeisemanagement von Offshore Windparks zu erwarten.

Die ÜNB haben dazu die notwendigen Projekte im NEP 2030 identifiziert, aber hier ist im Vergleich zu den vorherigen Netzentwicklungsplänen kaum ein Fortschritt bei den Genehmigungsplanungen erkennbar. Dies betrifft sowohl AC-Projekte im Startnetz (EnLAG-Maßnahmen), als auch Projekte, die bereits im Bundesbedarfsplangesetz („BBPIG“) verankert sind sowie Projekte, die trotz dringenden Bedarfs (vgl. Nachweis in allen Szenarien im NEP) noch nicht von der Bundesnetzagentur („BNetzA“) bestätigt und somit Teil des BBPIG sind.

Bei der folgenden Auswahl von Netzverknüpfungspunkten von Offshore-Netzanbindungssystemen in der Nordsee (Dörpen/West und Emden/Ost – beides Niedersachsen – sowie Büttel, Schleswig-Holstein) sieht DONG Energy Herausforderungen bei einzelnen, im NEP 2030 ausgewiesenen Onshore Projekten, die Auswirkungen auf Offshore Windparks haben:

a) Netzverknüpfungspunkt Dörpen/West (Niedersachsen)

Plangemäß werden die Offshore Wind Projekte „Borkum Riffgrund II“ (DONG Energy) und „Merkur“ in Cluster 2 der Nordsee im Kalenderjahr 2018 angeschlossen (DoIWin gamma); beide Projekte werden über die Offshore-Anbindung DoIWin3 (NOR-2-3) an den Netzverknüpfungspunkt Dörpen/West (Niedersachsen) angeschlossen. Die Onshore Leitung von Dörpen/West nach Niederrhein wird indes nach derzeitiger Planung erst im Folgejahr (2019) in Betrieb genommen.

In einem *worst-case scenario* kann das im Einzelfall zu einer zeitlichen Lücke von 1,5 bis 2 Jahren zwischen der geplanten Einspeisung Offshore und der Fertigstellung der Onshore-Leitung führen. In einem solchen Fall bestünde das Risiko, dass die erzeugte Leistung von Offshore Windparks

in Cluster 2 der Nordsee nicht engpassfrei abgeführt werden kann und es zu Einspeisemanagement zu Lasten der betroffenen Offshore Windparks am Netzverknüpfungspunkt Dörpen/West kommt.

Dies beträfe nicht nur die beiden o.g. Offshore Wind Projekte, die an DoWin gamma (Gesamtkapazität: 900 MW) angeschlossen sind, sondern auch die Offshore Wind Projekte „Borkum Riffgrund I“ (DONG Energy) und „Trianel Windpark Borkum“, die in DoWin alpha einspeisen; DoWin alpha mit einer Gesamtkapazität von 800 MW ist über die Offshore-Anbindung DoWin1 (NOR-2-2) ebenfalls an den Netzverknüpfungspunkt Dörpen/West angeschlossen.

Das beschriebene *worst-case scenario* ließe sich durch die Beschleunigung der geplanten Maßnahme „Dörpen-West – Niederrhein“ um ein Kalenderjahr (Fertigstellung 2018 statt 2019) vermeiden. Die Planung im NEP 2030 sollte daher dahingehend angepasst werden.

b) Netzverknüpfungspunkt Emden/Ost (Niedersachsen)

Der Netzverknüpfungspunkt Emden/Ost (Niedersachsen) ist Anschlusspunkt von drei Offshore Konvertern aus den Nordsee-Clustern 1, 3 und 8 mit einer Gesamtleistung von 2.700 MW (3x 900 MW), die in den Kalenderjahren 2019 (BorWin3, NOR-8-1), 2023 (DoWin6, NOR-3-3) und 2024 (DoWin5, NOR-1-1) angeschlossen werden.

Die Inbetriebnahme der AC-Leitung von Emden/Ost nach Conneforde ist nach dem vorliegenden NEP 2030 erst für 2021 geplant (vgl. BBPIG Projekt Nr.34, AC-Leitung von Emden/Ost nach Conneforde (TenneT); im NEP 2030 als Projekt P69 aufgeführt). Das sind bemerkenswerte zwei (!) Kalenderjahre später als im vorangegangenen NEP 2025 geplant und damit signifikant später als ursprünglich gedacht. Zudem ist die Inbetriebnahme der DC-Leitung DC1 erst für das Kalenderjahr 2025, also 6 Jahre nach der ersten Offshore Einspeisung im Kalenderjahr 2019 geplant (vgl. BBPIG Projekt Nr.1, DC-Leitung von Emden/Ost (TenneT) nach Osterrath (Amprion); im NEP 2030 als Projekt DC1 aufgeführt).

Daher besteht für alle in Emden/Ost angeschlossenen Offshore Wind Parks (davon bis zu 2/3 von DONG Energy) das Risiko, dass die erzeugte Leistung nicht engpassfrei abgeführt werden kann und es zu Einspeisemanagement kommt.

c) Netzverknüpfungspunkt Büttel (Schleswig-Holstein)

Büttel ist Anschlusspunkt von insgesamt vier Offshore-Konvertern aus den Nordsee-Clustern 4 (HelWin) und 5 (SylWin) mit einer Gesamtleistung von 2.550 MW. Drei der genannten vier Offshore-Anbindungen sind bereits in Betrieb: HelWin1 (NOR-4-1), HelWin2 (NOR-4-2) und SylWin 1 (NOR-5-1). Die Inbetriebnahme des Netzanschlusssystemes SylWin2 (NOR-5-2) ist nach dem finalen O-NEP 2025 vom 25.11.2016 – insoweit übereinstimmend auch der O-NEP 2030 (1. Entwurf der ÜNB vom 31.01.2017) – für das Kalenderjahr 2025 geplant.

Darüber hinaus wird – unweit von Büttel – im Umspannwerk Wilster spätestens im Jahr 2020 der Interkonnektor NordLink mit einer Leistung von 1.400 MW angeschlossen.

Der bestehenden sowie für 2020 und 2025 geplanten zusätzlichen Offshore Einspeisung stehen auf Onshore-Seite folgende DC- und AC-Anschlussleitungen gegenüber, die – nach signifikanten Verzögerungen insbesondere infolge des Erdkabelgesetzes – nach neuestem Planungsstand allesamt für 2025 geplant sind:

- BBPIG Projekt Nr.3, DC-Leitung von Brunsbüttel (TenneT) nach Großgartech (TransnetBW), im NEP 2030 als Projekt DC3 aufgeführt;
- BBPIG Projekt Nr.4, DC-Leitung von Wilster (TenneT) nach Bergrheinfeld (TenneT), im NEP 2030 als Projekt DC4 aufgeführt;
- NEP Projekt P26, AC-Leitung Brunsbüttel-Büttel-Wilster-Dollern (TenneT), bisher nicht von der BNetzA bestätigt und somit nicht Teil des BBPIG.

Bei Verzögerungen der erst für 2025 geplanten Inbetriebnahme des Projektes P26 von Büttel nach Dollern (vorbehaltlich der Bestätigung durch die BNetzA) sowie der erst für 2025 geplanten Inbetriebnahme des Leuchtturmprojekts SuedLink (DC3 und DC4) besteht die Gefahr, dass die erzeugte Leistung aller in Büttel angeschlossenen Offshore Wind Parks nicht engpassfrei abgeführt werden kann und es zu Einspeisemanagement kommt.

2. Wiederberücksichtigung bereits beschlossener Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen

Neben der mit der Offshore Netzentwicklungsplanung zeitlich nicht optimal abgestimmten Umsetzung von Onshore AC- und DC-Anschlussmaßnahmen am jeweiligen Netzverknüpfungspunkt (vgl. dazu **Teil II, Nr. 2**), kann auch die fehlende Umsetzung ursprünglich vorgesehener Onshore Maßnahmen zu einer negativen Auswirkung auf Offshore Windpark Projekte führen.

Der NEP 2030 enthält eine Reihe von Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen als „nicht vorschlagswürdige“ Maßnahmen, die nach Auffassung von DONG Energy in der Planung wieder berücksichtigt werden sollten. Dies betrifft insbesondere Maßnahmen im Nord-Süd-Haupttransitkorridor von TenneT, die schon in vorherigen Netzentwicklungsplänen identifiziert worden sind und auch teilweise bereits im BBPIG (Maßnahmen Nr. 43 und 45) enthalten sind.

Als Begründung dafür, dass diese Maßnahmen „nicht vorschlagswürdig“ seien, geben die ÜNB an, dass die Nicht-Umsetzung dieser Maßnahmen durch lastflusssteuernde Elemente wie Serienkompensationsanlagen, Phasenschiebertransformatoren und HGÜ-Kurzkupplungen aufgefangen werden könnten.

Aus Sicht von DONG Energy ist dies keine zu befürwortende Entwicklung, da diese Betriebsmittel keine nachhaltige, echte Übertragungskapazität zur Verfügung stellen und zudem die Komplexität des Netzbetriebes noch erhöhen und die Markttransparenz verringern. Ferner sind die lastflusssteuernden Elemente nicht transparent in den Szenarien visualisiert und aufgezählt; dies erschwert eine eindeutige Bewertung dieser Maßnahmen.

3. Sicherstellung der pünktlichen Fertigstellung von SuedLink (DC3/DC4) und Korridor A (DC1)

Für den weiteren, reibungslosen Ausbau der Offshore Windenergie muss neben der zeitgerechten Bereitstellung der Netzanschlusskapazität Offshore der Abtransport der Leistung im Onshore Netz gewährleistet werden. Das Hauptaugenmerk liegt hierbei auf der rechtzeitigen Umse-

tzung der DC-Projekte, insbesondere des SuedLinks (DC3 und DC4) und des Korridors A bestehend aus den Projekten DC1 und DC2 (Ultranet).

DONG Energy hat Bedenken, dass diese Projekte nicht rechtzeitig bis 2025 fertiggestellt werden; dadurch würde die zeitliche Verzahnung mit der Anbindung der Offshore-Windparks verloren gehen (dazu bereits **Teil II, Ziff. 1 lit. c**). Der bisher kaum erzielte Fortschritt in den Genehmigungsplanungen gegenüber dem im 2. Entwurf des NEP 2025 veröffentlichten Projektfortschritt lässt erwarten, dass eine Inbetriebnahme im Jahr 2025 mehr als fragwürdig erscheint.

Es wird gebeten, in der weiteren Planung zusätzliche Maßnahmen zu ergreifen, die notwendig sind, um eine pünktliche Fertigstellung des SuedLinks (DC3/DC4) und des Korridors A (insbesondere von DC1) sicherzustellen.

4. Berücksichtigung von Netzengpassgebieten Onshore

Eine neuere Randbedingung, die in den vorangegangenen Jahren im Zusammenhang mit der Netzentwicklungsplanung keine Rolle spielte, ist die Festlegung von Netzausbaugebieten im EEG 2017. Solche Netzausbaugebiete hat der Gesetzgeber neuerdings festgelegt, um die Zubaumenge von Onshore Wind in Gebieten mit Netzengpässen (nach Süden erweiterter Küstenstreifen in den norddeutschen Bundesländern) zu begrenzen. Der Haupttreiber für diesen begrenzten Zubau waren die massiv gestiegenen Redispatch-Kosten im Jahr 2015.

Aus Sicht von DONG Energy ist es nicht zielführend, dass die ÜNB diese Netzausbaugebiete nicht im NEP 2030 berücksichtigen. Im Auftrag von DONG Energy durchgeführte Netzuntersuchungen weisen tendenziell darauf hin, dass es auch gegen 2025 bis 2030 einen vergleichbar hohen Bedarf an Redispatch-Volumen und Einspeisemanagement geben wird – trotz AC-Netzausbaus. Dieser Bedarf ist hauptsächlich dem bisher schleppenden Tempo bei der Verstärkung und dem Ausbau des Übertragungsnetzes geschuldet.

Aus diesen Gründen regt DONG Energy an, die neuesten Netzengpassgebiete des EEG 2017 bei der weiteren Netzplanung für das Zieljahr 2030 zu berücksichtigen.

Nach alledem bittet DONG Energy, die in **Teil II, Ziff. 1 bis 4** ausgeführten Aspekte im nächsten Entwurf des NEP 2030 planerisch zu bedenken.

28.02.2017 / DONG Energy Wind Power Germany GmbH

* * *