



Stellungnahme

zum 1. Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans 2030

Am 31.01.2017 haben die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) den 1. Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans 2030 (nachfolgend O-NEP 2030) veröffentlicht; es besteht Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 28.02.2017. Davon machen die im Bereich Offshore-Windenergie aktiven unterzeichnenden Verbände und Institutionen gerne Gebrauch.

I.

Allgemeines

Der 1. Entwurf des O-NEP 2030 greift die neue Rechtslage auf und stellt den Übergang vom bisherigen zum neuen Planungsregime und das Zusammenwachsen der Planungsinstrumente zutreffend dar. Dennoch gelingt es nicht durchgehend, das neue Planungsregime vollständig in der Begründung der Netzplanung zu berücksichtigen, sondern es finden sich Argumente, die demnächst überholt sein dürften. Beispielsweise ergibt sich die Festlegung der Reihenfolge der Offshore-Anbindungsleitungsrealisierung aus dem von der BNetzA bereits Ende 2016 bestätigten O-NEP 2025, der Grundlage der derzeit laufenden ersten Ausschreibung im Übergangssystem ist, und wird sich zukünftig aus dem Flächenentwicklungsplan (FEP) ergeben. Die Begründung der Maßnahmenreihenfolge stellt dennoch auf gewisse Unsicherheiten und Unwägbarkeiten ab, die so gar nicht mehr existieren. Nun ist die Situation derzeit noch geprägt von dem Umstand, dass der Übergang von dem einen zum anderen System in den Anfängen steckt und grundlegende Sachverhalte noch ungeklärt sind sowie neue Instrumente noch nicht einmal im Entwurf vorliegen. Wünschenswert wäre bei einem gesetzlich initiierten

Systemwechsel wie dem vorliegenden allerdings, wenn die entsprechenden Instrumente frühzeitig geschaffen werden und die Beteiligten sich auf diese einstellen können.

Wir gehen davon aus, dass es bis zum 2. Entwurf des O-NEP 2030 möglich sein wird, verschiedene Ausführungen spezifischer an der neuen Rechtslage auszurichten.

II.

Einzelaspekte

1. Nicht ausreichend ambitionierte Ziele für das Ausbauvolumen im Jahr 2035

Der erste Entwurf zum O-NEP 2030 nimmt auf Grundlage des genehmigten Szenariorahmens 2030 bereits das Zieljahr 2035 in den Blick. Angesetzt werden für das Jahr 2035 nur 19 GW offshore installierte Erzeugungsleistung. Diese Annahme wirkt zwar insofern plausibel, als linear der derzeitige Ausbaupfad fortgeschrieben wird – allerdings basierend auf § 17d Abs. 3 S. 3 EnWG a.F. Nach dieser Vorschrift sollte der Zubau jährlich 800 MW betragen. Das WindSeeG hingegen geht in § 5 Abs. 5 Satz 1 iVm § 17 für die Jahre 2026 bis 2030 von einem Zubau von durchschnittlich 840 MW im Jahr aus. Es leuchtet daher nicht ein, weshalb hier die alte Rechtslage zugrunde gelegt wird; vielmehr ist der nach geltendem Recht vorgesehene Durchschnittswert als Minimum anzulegen. Dies auch angesichts der nur bis zum Jahr 2030 reichenden gesetzlichen Zielfestlegung in § 4 Nr. 2 EEG 2017.

Bedeutsamer aber ist u.E., dass das Ausmaß des weiteren Ausbaus der Windenergienutzung auf See im Moment nicht absehbar ist und stark davon abhängen dürfte, welche Kostensenkungspotentiale sowohl im Bereich der Erzeugung als auch im Bereich der Übertragungstechnologie in den nächsten Jahren genutzt werden können, wie sich insgesamt der Stromverbrauch und damit -bedarf entwickelt und wie Flexibilitäten im Versorgungssystem und insbesondere auch bei Netzinfrastrukturen (on- und offshore) genutzt werden. Wir gehen davon aus, dass der Stromverbrauch auch bei Durchführung erfolgreicher Effizienzmaßnahmen signifikant steigen wird: Die vorgesehene Koppelung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr wird nach allen Prognosen in den nächsten Jahrzehnten einen zusätzlichen Ausbaubedarf bei den regenerativen Erzeugungskapazitäten und veränderte Ansprüche an die Netzinfrastuktur verursachen, weil Strom zunehmend zur Wärmeerzeugung und im Verkehr eingesetzt wird.

Wir weisen ferner darauf hin, dass der im November 2016 beschlossene Klimaschutzplan der Bundesregierung gerade für die Jahre 2031 bis 2035 einen deutlich höheren EE-Zubau impliziert als derzeit vorgesehen. Eine zu restriktive Planung

verhindert bekanntlich gerade im Bereich des Netzes schnelle Reaktionen auf neue Entwicklungen; dies muss daher in der längerfristigen Planung berücksichtigt werden. Zumindest im Szenario C sollte mithin ein deutlich ambitionierter Ausbaupfad zugrunde gelegt werden.

2. Nicht ausreichend weitsichtige Planung von Offshore-Anbindungsleitungen

In diesen Zusammenhang nicht ausreichend weitsichtiger Planung gehört auch der Umstand, dass in den Jahren nach 2025 nur zwei weitere Offshore-Anbindungssysteme geplant sind:

- NOR-3-2 (DoWin4) mit einer vorgesehenen Inbetriebnahme in 2028,
- NOR-6-3 (BorWin4) mit einer vorgesehenen Inbetriebnahme in 2030.¹

Rechnerisch führen diese zwei weiteren Offshore-Anbindungssysteme zwar zu der erforderlichen Steigerung der Übertragungskapazität für das Erreichen der gesetzlichen Zielvorgabe.

Dies setzt allerdings voraus, dass erzeugungsseitig die angesichts des jährlichen Zubauvolumens absehbar entstehenden Lücken bei der Ausnutzung der Netzanbindungen noch einen wirtschaftlichen Betrieb eines Windparks erlauben und diese Lücken auch wirklich noch belegt werden. Ob die Annahme, in 2026 stünden noch etwa 1.000 MW freie Übertragungskapazitäten zur Verfügung, tatsächlich dazu führen muss, dass in 2026 keine Inbetriebnahme eines Netzanbindungssystems erforderlich ist, muss sich also erst noch zeigen. Denn wegen des kontinuierlich sinkenden Höchstwerts, dem die Bieter unterworfen sind, ist dies aufgrund der hohen Einmalkosten der Installation nach unserem Dafürhalten eine keineswegs gesicherte Entwicklung. Vielmehr ist durchaus vorstellbar, dass installierte Übertragungskapazität ungenutzt bleibt, weil sich die Errichtung eines Windparks nicht rechnet.

Daher müsste die Planung von Offshore-Anbindungsleitungen weitsichtiger sein, um nach ersten Erfahrungen mit dem neuen Gesamtinstrumentarium schnell und bedarfsgerecht nachsteuern zu können. Eine solche Nachsteuerung kann dabei sowohl die Realisierung eines weiteren Systems (NOR-7-2, vgl. Tab. 10) in den Jahren 2026 bis 2030 bedeuten als auch ein (Rück-)Verschieben der Inbetriebnahme einer dritten Anbindungsleitung auf einen Zeitpunkt nach 2030. Dies ließe sich über eine Fortschreibung des FEP erreichen.

Dies gilt entsprechend für die Ostsee: Nach dem 1. Entwurf des O-NEP 2030 (Tab. 10) wird dort für die Jahre 2023 bis 2026 kein weiteres System als betriebsbereit

¹ Tab. 9. Dabei ist das System NOR-6-3 (BorWin4) nach dem Anhang zum 1. Entwurf des O-NEP 2030 (dort S. 127) zudem keinesfalls „gesetzt“. Vielmehr findet sich dort ein Vorbehalt, dass nach einer ggf. erfolgten clusterübergreifenden Anbindung für OWP aus Cluster 6 an das NAS NOR-7-1 der Bedarf von BorWin4 neu zu bewerten sei.

geplant, obwohl noch in keinster Weise feststeht, welche Möglichkeiten sich dort für das Jahr 2026 ergeben könnten. Dies führt dort zu einem Stillstand von fünf Jahren – sollte kein weiteres System in 2022 in Betrieb genommen werden, wäre die Pause sogar noch ein Jahr länger.

3. Fehlende Berücksichtigung von Kostensenkungspotentialen

Im Entwurf des O-NEP 2030 werden auch die Kosten der Offshore-Anbindungsleitungen dargestellt;² sie werden auf dem derzeitigen Kostenniveau linear bis 2030 fortgeschrieben. Dies ignoriert die nicht nur bei den Offshore-Windparks, sondern auch bei Netzanbindungstechnologien vorhandenen Kostensenkungspotentiale. Durch den forcierten Einsatz und - soweit technisch möglich - die frühzeitige Erprobung innovativer Technologien einerseits, z.B. im Rahmen gesonderter Pilotvorhaben, und andererseits durch die Standardisierung von vielfach eingesetzten Komponenten oder Rahmenverträge bei mehreren Plattformbestellungen bestehen hier gewaltige Kostensenkungsspielräume. So hat z.B. in den Niederlanden der für die Netzanbindung der Offshore-Windparks verantwortliche ÜNB fünf baugleiche Netzanbindungssysteme beauftragt.

Diese Potenziale wurden in der Studie von Fichtner zur Kostensenkung und Beschleunigung der Offshore-Netzanbindungen mit Fokus auf den HGÜ-Anbindungen skizziert. Sie werden aktuell im AK Offshore-Netzanbindung (im Rahmen des Vernetzungsprojektes „Maritime Wirtschaft und Offshore-Windindustrie“) unter Koordination der Stiftung Offshore-Windenergie mit den ÜNB weiter diskutiert und konkretisiert. In diesem Zusammenhang kann festgestellt werden, dass es bereits Lernkurven beim Bau der Plattformen gibt und darüber hinaus die HGÜ-Technik sich stetig weiterentwickelt hat, so dass sie auf den Konverterplattformen weniger Platz braucht und deutlich weniger Kosten erfordert. Darüber hinaus wird im 1. Entwurf des O-NEP 2030 nicht weiter erörtert, welche Kostensenkungspotenziale in den technischen Neuentwicklungen, z.B. bei Siemens und ABB liegen. Eine gasisolierte Schaltanlage mit 320 Kilovolt (kV) spart im Vergleich zu bisherigen luftisolierten Lösungen z.B. bis zu 95% Platz. Beim Einsatz auf einer Offshore-Plattform kann die Plattformgröße so um etwa 10% reduziert werden.³ Auch die regulatorische Anerkennung einer EK-Quote mit dem Höchstsatz von 40% und der OPEX-Kosten von 3,4% der Investitionskosten über die Dauer von 20 Jahren gemäß der ARegV wird einfach fortgeschrieben und führt zu vermeidbaren Kostensteigerungen. Insoweit müsste die Informationsasymmetrie bei der BNetzA durch Beauftragung entsprechend qualifizierter Sachverständiger beseitigt und die Regulierung kosteneffizienter und transparenter werden. Entsprechende Gutachten zu Kostensenkungspotentialen bei Offshore Netzanbindungssystemen wurden von den Verbänden und der Industrie erstellt und am 29. Juni 2016 vorgelegt.⁴ Es

² Kap. 3.3 des Entwurfs.

³ [http://www.siemens.com/press/de/pressemitteilungen/?press=/de/pressemitteilungen/2014/energy/power-transmission/ept201408064.htm&content\[\]=ET&content\[\]=EM](http://www.siemens.com/press/de/pressemitteilungen/?press=/de/pressemitteilungen/2014/energy/power-transmission/ept201408064.htm&content[]=ET&content[]=EM)

⁴ <http://www.offshore-stiftung.de/netzausbau-auf-see-und-land-beschleunigen-und-kosten-senken>
http://www.wvwindkraft.de/fileadmin/user_upload/wvwindkraft/downloads/Optimierungspotenziale_Offshore-HGUE-Projekte.pdf

ist deshalb nicht plausibel, dass zwar in allen anderen Bereichen des EE-Ausbaus – insbesondere auch bei den Offshore-Windparks - die Kosten deutlich sinken, aber im Bereich der Netzanbindung keinerlei Kostensenkungen angenommen werden.

4. Kriterien zur Festlegung der Realisierungsreihenfolge

Die ÜNB ziehen für die Festlegung der Reihenfolge der Netzanbindungssysteme das Kriterium „Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks“ heran.⁵ Dieser Gesichtspunkt ergibt sich zwar noch aus § 17b Abs. 2 EnWG, er ist aber inzwischen durch das WindSeeG überholt. Der Zeitpunkt der Realisierung von OWPs auf im Zentralen Modell ausgeschriebenen Flächen wird sich aus dem FEP ergeben und durch die zu leistende finanzielle Sicherheit abgesichert. Es mag zwar sein, dass ein OWP trotz Zuschlags nicht (zeitgerecht) realisiert wird. Darauf wäre aber nicht im Rahmen der Reihenfolgenfestlegung im O-NEP zu reagieren, was aufgrund der Langfristbetrachtung des O-NEP ohnehin nicht gelingen kann, sondern einzelfallbezogen, wenn die Situation eintreten sollte.

Die Reihenfolge sollte sich an den in § 5 Abs. 4 WindSeeG genannten Kriterien orientieren.

5. Sicherstellung der pünktlichen Inbetriebnahme von NOR-3-3

Bezüglich der Offshore-Anbindungsleitung NOR-3-3 stellen die ÜNB dar, dass eine Beauftragung ggf. erst in 2018 erfolge.⁶ Es ist insofern zwingend zu gewährleisten, dass die Inbetriebnahme auch in diesem Fall in 2023 erfolgt. Bei den bisher beauftragten Anbindungsleitungen in der Nordsee wurden vom zuständigen ÜNB von der Auftragsvergabe bis zur Inbetriebnahme 60 - 72 Monate veranschlagt.

6. Beschleunigung des Netzausbaus onshore insbesondere an den Schnittstellen zum Offshore-Netz

In der jüngeren Vergangenheit haben Umstände aus der Planung des Onshore-Netzes zu Verzögerungen beim Ausbau des Offshore-Netzes geführt, die wiederum Verschiebungen der Realisierung von Offshore-Windparks nach sich zogen und auch zukünftig nach sich ziehen werden. Daher sollte an den relevanten Schnittstellen zwischen dem Offshore- und dem Onshore-Netz – insbesondere, aber nicht nur an den Netzverknüpfungspunkten – die notwendige Verstärkung des Onshore-Netzes mit den geeigneten AC- und DC-Maßnahmen im NEP 2030 beschleunigt werden. Dadurch können die Rückwirkungen verringert werden.

⁵ Kap. 3.1 des Entwurfs, Kriterium 4.

⁶ Kap. 3.2 des O-NEP-Entwurfs.

28. Februar 2017

Gez.:

Uwe Knickrehm, Geschäftsführer 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)

Andreas Wellbrock, Geschäftsführer der Windenergie-Agentur WAB e.V.

Volker Köhne, stellv. Vorstandsvorsitzender der windcomm Schleswig-Holstein e.V.

Urs Wahl, Manager Public Affairs Offshore Wind Industrie Allianz (OWIA)

Matthias Zelinger, Geschäftsführer VDMA Power Systems

Ansprechpartner:

Tim Bruns

Arbeitsgemeinschaft

Offshore-Windenergie e.V.

Schiffbauerdamm 19

10117 Berlin

Tim.bruns@agow.eu

Dr. Ursula Prall

Offshore Forum Windenergie

Kaiser-Wilhelm-Straße 93

20355 Hamburg

prall@ofw-online.de