

STELLUNGNAHME

vom

Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V. (BWO)

zum ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans

25. April 2023



BWO

Bundesverband
der Windparkbetreiber
Offshore e.V.

1	ZUSAMMENFASSUNG DER BWO-STELLUNGNAHME	3
2	GRUNDSÄTZLICHE UND ALLGEMEINE KOMMENTARE	4
2.1	ON- UND OFFSHORENETZAUSBAU ZUSAMMEN DENKEN	4
	KAPITEL 4.1.2.: OPTIMIERUNG DER KONSULTATIONSPROZESSE	4
	KAPITEL 5.4.6: METHODISCHE TRANSPARENZ:	4
3	KOMMENTARE IM DETAIL	4
3.1	ZU ELEKTROLYSESTANDORTEN	4
3.1.1	KAPITEL 2.4.3 ÜBERGEWICHTUNG DER NETZDIENLICHKEIT	5
3.2	KOMMENTARE ZUR MARKTSIMULATION	6
3.3	KOMMENTARE ZUM OFFSHORE NETZ	7
	KAPITEL 4.2.1.:	7
	KAPITEL 4.2.3.:	7
	KAPITEL 4.2.4: INVESTITIONSVOLUMEN DES OFFSHORE-NETZAUSBAUBEDARFS	7
	KAPITEL 4.2.5: NUTZUNG DES OFFSHORE-NETZES UM ONSHORE-ENPÄSSE ZU BESEITIGEN	7
3.3.1	HINWEISE ZUR SENSITIVITÄTSANALYSE	7
	KAPITEL 4.2.4.:	7
3.4	KOMMENTARE ZUM ONSHORE NETZ	7
3.5	KOMMENTARE ZU INNOVATIONEN	8
	KAPITEL 6.3:	8
	KAPITEL 6.3.2:	8

1 Zusammenfassung der BWO-Stellungnahme

Wir begrüßen, dass die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit diesem ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans (1. NEP-E) erstmals und richtigerweise ein klimaneutrales Stromnetz ab 2045 in allen Szenarien vorschlagen. Damit setzt der Netzentwicklungsplan die Ziele der Bundesregierung aus dem Osterpaket 2022 um. Es wird deutlich in die Netze investiert und in den allermeisten Szenarien ist der geplante EE-Ausbau als Haupttreiber des Netzausbaus berücksichtigt. Die anvisierten Maßnahmen sind ambitioniert, jedoch auch unerlässlich, um die Klimaziele zu erreichen.

In diesem Zusammenhang möchten wir folgende Punkte hervorheben:

- **Sektorenkopplung vor Netzoptimierung:** Die Sektorenkopplung ist ein entscheidender Bestandteil des klimaneutralen Energiesystems der Zukunft. Dabei spielt eine systemoptimierte Planung der Elektrolysestandorte eine wichtige Rolle. Die Standortwahl sollte nicht nur an den Stromnetzen optimiert sein, sondern ebenfalls Gasnetze und die Möglichkeit zur Abwärmenutzung berücksichtigen. Auch die nachhaltige Verfügbarkeit von Wasser muss gewährleistet sein.
- **Keine Offshore-Verlagerung von Redispatch:** Laut 1. NEP-E ist geplant, das Offshore Netz zur Engpassbeseitigung für Onshore Netze zu nutzen. Dadurch ist eine potenzielle Konkurrenz zur Offshore Windenergie Einspeisung gegeben. Es ist daher sicherzustellen, dass es nicht zu Abregelungen Offshore kommt, um Onshore Abregelungen zu vermeiden.
- **Planbare Marktbedingungen für Offshore Wind schaffen:** Die im 1. NEP-E vorgeschlagene weitere internationale Vernetzung mittels „hybrider“ Offshoreanbindungsleitungen stellt eine Herausforderung für die betroffenen Projekte in der AWZ dar. Ein wahrscheinliches Szenario ist die Zuordnung zu separaten Gebotszonen („Offshore Bidding Zones“) mit derzeit noch unklaren marktlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen. Hier benötigen Offshore-Projektentwickler Sicherheit über zukünftige Marktbedingungen.
- **Realistische Kostendarstellung für Offshore Netze:** Der Offshore Netzausbau ist im 1. NEP-E der größte Kostenfaktor für das „Klimaneutralitätsnetz“. Dabei wird das Offshore-Netz erweitert und übernimmt auch Aufgaben des Gesamtnetzes. Dazu gehören Stromtransport und Einspeisung im Landesinneren sowie nationale und internationale Vernetzung. Eine getrennte Kostenausweisung in Offshore- und Onshore-Netz ist daher nicht verursachungsgerecht und setzt den Offshore-Ausbau in einen unvollständigen Zusammenhang.
- **Netzentgeltsystematik systemdienlich ausgestalten:** Die Netzentgeltsystematik sollte stärkere positive Anreize für systemdienliche Lokalisierung der Elektrolyseure schaffen.

Im Folgenden gehen wir zunächst auf allgemeine Kommentare ein (Kapitel 2) und werden sodann zu einzelnen Formulierungen des 1. NEP-E gesondert Stellung nehmen (Kapitel 3).

2 Grundsätzliche und allgemeine Kommentare

Grundsätzlich wollen wir betonen, dass der Netzausbau deutlich beschleunigt werden sollte, insbesondere bei Planungs- und Genehmigungsverfahren. Der langsame Netzausbau stellt momentan eines der größten Risiken für die Zielerreichung der Offshore-Ausbauziele dar. Die Offshore Realisierungsvereinbarung zwischen dem BMWK und den ÜNB ist ein wichtiger Schritt in diese Richtung, da sie Meilensteine konkret definiert und überprüfbar macht.

2.1 On- und Offshorenetausbau zusammen denken

Der Offshore Netzausbau stellt den größten Teil der Kosten für das „Klimaneutralitätsnetz“ dar, dabei wurde die Funktion des Offshore-Netzes jedoch deutlich erweitert. Zukünftig werden auch Aufgaben des Gesamtnetzes übernommen, wie beispielsweise Stromtransport und lastnahe Einspeisung im Landesinneren sowie nationale und internationale Vernetzung. Eine getrennte Kostenausweisung in Offshore- und Onshore-Netz erscheint daher einerseits nicht verursachungsgerecht und setzt dadurch andererseits den Offshore-Ausbau und seine Kosten in einen unvollständigen Gesamtzusammenhang.

Kapitel 4.1.2.: Optimierung der Konsultationsprozesse

Aktuell laufen verschiedene Prozesse zur Planung der Strom- und Energienetze parallel zueinander. Die Netzentwicklungspläne Stromnetz und Gas/Wasserstoff müssen deutlich enger miteinander verzahnt werden, das zeigt sich vor allem beim zukünftigen Wasserstoffnetz welches auch Backbone für das Stromnetz sein kann, wenn richtig koordiniert. Elektrolyseure wurden im NEP jedoch nur stromseitig optimiert und der Gasnetzausbau wurde nicht ausreichend berücksichtigt.

Kapitel 5.4.6: Methodische Transparenz:

In Kapitel 5.4.6. stellen die ÜNB eine Metaheuristik vor, welche zur Auswahl von geeigneten Netzausbaumaßnahmen verwendet wird. Aus unserer Sicht fehlt aktuell noch die Transparenz, wie die Metaheuristik funktioniert, um den Auswahlprozess durchzuführen. Wir bitten darum, die Funktion und verwendeten Variablen der Metaheuristik transparent darzustellen.

3 Kommentare im Detail

3.1 Zu Elektrolysestandorten

Wir begrüßen ausdrücklich, dass der 1. NEP-E Wasserstoff eine elementare Bedeutung auch in der Stromnetzplanung gibt. Das zeigt sich in den umfangreichen geplanten Elektrolysekapazitäten. Grüne Moleküle inkl. Wasserstoff werden ein wichtiger Bestandteil eines dekarbonisierten Energiesystems sein, insbesondere um sogenannte „hard to abate“ Sektoren zu dekarbonisieren. Daher wird vor allem die Sektorenkopplung an Bedeutung gewinnen. In diesem Zusammenhang sehen wir aktuell noch ein Defizit bei den regulatorischen Rahmenbedingungen, um die durch die ÜNB vorgenommene Priorisierung bei der Standortwahl in der Praxis umzusetzen.

3.1.1 Kapitel 2.4.3 Übergewichtung der Netzdienlichkeit

Für einen ressourceneffizienten Netzausbau und eine Reduzierung des „EE-Überschusses“ in einigen Regionen ist es notwendig Elektrolyseure systemdienlich zu platzieren. Die zugrundeliegenden Annahmen zur Systemdienlichkeit gehen allerdings von einem Idealzustand aus, der unter den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen im erneuerbaren Wasserstoffmarkt nicht erreichbar ist. Dies beginnt bei der endenden Befreiung von den Stromnetzentgelten für Elektrolyseure ab Mitte 2026, geht über die Unsicherheit bei der Verfügbarkeit von Wasserstoffpipelines in Deutschland sowie deren Ausbaudynamik, bis hin zur geringen Zahlungsbereitschaft auf Seiten möglicher Abnehmer, die derzeit nicht kostendeckend ist. Viele flankierende und unterstützende regulatorische Rahmenbedingungen werden gerade auf europäischer Ebene gesetzt, z.B. über die Reform des europäischen Emissionshandels sowie verbindliche Ziele für erneuerbaren Wasserstoff im Transportsektor sowie in der Industrie.

Vorschlag: Um Elektrolyseure netzdienlich einsetzen zu können, muss eine zügige Umsetzung auf deutscher Ebene erfolgen, die zunehmend Investitionssicherheit für Wasserstoffprojekentwickler schafft.

Ohne diese Grundvoraussetzung wird die im Netzentwicklungsplan vorgesehene Rolle von Elektrolyseuren möglicherweise überschätzt und das damit im Zusammenhang stehende Netzausbauvolumen unterschätzt.

Dabei dürfen jedoch andere standortspezifische Faktoren nicht vergessen werden. Ohne Pipelineanschluss wird ein Elektrolyseur nicht auf die grüne Wiese gesetzt. Daher werden Elektrolyseure in erster Linie heute noch verbrauchsnahe geplant.

Vorschlag 1: Durch Netzentgeltsystematik systemdienliche Standorte bevorteilen

Damit sich ein systemdienliches Szenario realisiert, müssen geeignete Rahmenbedingungen geschaffen werden, um die richtigen Anreize zu setzen. Dies kann zum Beispiel über eine Netzentgeltreform passieren. Ab einer Inbetriebnahme Mitte 2026 unterliegen Elektrolyseure dagegen den vollen Netzentgelten. Dies beeinträchtigt absehbar deren Wirtschaftlichkeit. Auch die noch aktuelle, standortunabhängige Komplettbefreiung unterstützt die Netzdienlichkeit nicht. Daher sollten Systemdienliche Elektrolyse Standorte von Netzentgelten befreit werden.

Zudem muss der Einfluss durch die Definition von „erneuerbaren Kraftstoffen nicht biologischen Ursprungs“ beachtet werden (die Delegierten Rechtsakte nach Art. 25 und 27 der Erneuerbaren Richtlinie). In erster Linie müssen Elektrolyseure ein (oder mehrere) PPAs mit einem erneuerbaren Erzeugungsanlage abgeschlossen haben. Abhängig von der Stromproduktion des erneuerbaren Assets müssen die Elektrolyse-Betreiber auch ihre Wasserstoffproduktion anpassen (nach 2030 stündlich, davor monatlich).

Es gibt zwar die Möglichkeit „Überschussstrom“ zu nutzen, wenn nachgewiesen werden kann, dass ein Elektrolyseur Redispatch reduziert. Allerdings gibt es dabei aus Sicht des BWO drei Dinge zu beachten:

1. Die Situation, dass es im Netz einen Stromüberschuss gibt, hat sehr wahrscheinlich eine starke positive Korrelation mit den Stromlieferungsmengen von abgeschlossenen PPAs. **Das heißt der Elektrolyseur ist im Zweifelsfalle bereits mit dem eigenen PPA ausgelastet und kann nicht noch „Überschussstrom“ aufnehmen.**
2. **Es gibt noch keine Möglichkeit, Überschussstrom zu nutzen.** Konkret sind Fragen der Vergütung sowie der Abstimmung zwischen den Stakeholdern (Stromlieferanten, ÜNB und Elektrolysebetreiber) noch ungeklärt. Zusätzlich dazu besteht eine hohe

Unsicherheit zu langfristigen Liefermengen an Überschussstrom. Diese Unsicherheit schreckt die erforderlichen Investoren ab.

3. **Stromüberschuss-Elektrolyseure müssen mit niedrigen Volllaststunden rechnen.** Um einen Ausbau der Wasserstoffwirtschaft und damit eine ausreichende Menge an Flexibilitäten zu ermöglichen, müssen Investitionen in Elektrolyseure attraktiv sein. In Kombination mit hohen Investitionskosten wären niedrige Volllaststunden von Elektrolyseuren ein weiterer Hinderungsgrund. Auch hier muss der Markthochlauf starten und mit weiteren Maßnahmen, z.B. Fördermaßnahmen flankiert werden, um ein derartiges Elektrolyseurvolumen in allen Szenarien realistisch erscheinen zu lassen.

Vorschlag 2: Go-to-Areas für Elektrolysestandorte schaffen

Es ist wichtig dass der noch immer fehlende regulatorische Rahmen für die Elektrolyse insbesondere hinsichtlich geeigneter Standortreize schnellstmöglich festgelegt wird um dem Elektrolysehochlauf endlich die notwendige Investitionssicherheit und Perspektive zu geben. Instrumente für eine systemdienliche Standortwahl können beispielsweise die Netzentgeltsystematik sein oder die Definition von sogenannten „Go-To-Areas“ wie sie bereits in anderen Bereichen (v.a. Wind) bekannt sind und z.B. die Verfügbarkeit von Strom-, Wasser- und Wasserstoffnetzen fokussieren. Wichtig ist, dass es schnell geht und dass Elektrolyseure die richtigen Anreize für systemdienliche Standorte bekommen, jedoch nirgendwo explizit ausgeschlossen werden.

3.2 Kommentare zur Marktsimulation

Einbindung in den europäischen Binnenmarkt

Der 1. NEP-E gibt bereits einen guten Überblick über die Einbindung des deutschen Stromsystems in den europäischen Strommarkt. Leider ist nicht ersichtlich, wo nach Deutschland importierte Strommengen ihren wirklichen Ursprung haben. Wir empfehlen die Bereitstellung dieser Informationen.

Offshore Vernetzung

Die mögliche weitere internationale Vernetzung mittels „hybrider“ Offshoreanbindungsleitungen stellt eine Herausforderung für die betroffenen Projekte in der AWZ dar. **Ein wahrscheinliches Szenario wäre die Zuordnung zu separaten Gebotszonen („Offshore Bidding Zones“) mit derzeit noch unklaren marktlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen.** Für OWP-Entwickler entsteht dadurch eine unnötige Unsicherheit. Unsicherheiten erhöhen die Investitionskosten bei Projekten mit einem solch langen Zeithorizont, wie sie Offshore Windparks haben.

Politik und Regulator sollten sich dafür einsetzen, dass möglichst frühzeitig Klarheit über die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und mögliche Risikomitigation für betroffene Offshore Investitionen geschaffen werden. Dies muss auch mögliche Rückwirkungen auf derzeit bereits geplante und bestehende Offshore Projekte berücksichtigen da es sonst zu massiven Verwerfungen während oder nach den jeweiligen Geboten kommen kann und dadurch schon heute Risikoprämien steigen

Am 14. April 2023 stellte TenneT TSO GmbH in den Niederlanden eine Ziel-Vision für ein vermaschtes Stromnetz im Jahr 2045 in der Nordsee vor. Wie ist diese Initiative mit dem deutschen Prozess des Netzentwicklungsplanes verzahnt und wird der TenneT-Prozess Eingang in den weiteren NEP-Prozess finden?

3.3 Kommentare zum Offshore Netz

Kapitel 4.2.1.:

Der 1. NEP-E geht aktuell von einer Gesamtrealisierungsdauer von bis zu 11 Jahren für DC-ONAS aus. Eine gleichlautende Angabe ist für das Onshore Netz nicht bekannt. Wir würden eine genauere Angabe zur Aufschlüsselung der Zeitplanung für ONAS begrüßen.

Kapitel 4.2.3.:

„Zur Erreichung der installierten Erzeugungsleistung aus Offshore-Wind gemäß des genehmigten Szenariorahmens sind allerdings die Übertragungsleistungen der ONAS zum Teil nicht vollständig ausgelastet.“ (Vgl. 1 NEP-E, Seite 112)

Zu dieser Aussage fehlen aktuell noch genauere Daten, welche den Grad der Auslastung quantifizieren. Außerdem bleibt unklar, wie sich die unvollständige Auslastung aus Sicht der ÜNB beheben ließe.

Kapitel 4.2.4: Investitionsvolumen des Offshore-Netzausbaubedarfs

In Kapitel 4.2.4. wird vorgetragen, dass Annahmen für die Anschaffungs- und Herstellungskosten der ONAS von einem Zeitraum von „mehr als 20 Jahren“ ausgehen würden. Wir bitten diese Annahmen auf die maximale Betriebszeit von Offshore Windparks von 35 Jahren zu korrigieren.

Kapitel 4.2.5: Nutzung des Offshore-Netzes um Onshore-Engpässe zu beseitigen

Die Offshore-Vernetzung sollte unbedingt zügig vorangetrieben und ausgebaut werden.

Durch die neue Funktion des vermaschten Offshore-Netzes als Entlastung des Onshore-Netzes ist jedoch eine potenzielle Konkurrenz zur Offshore Wind Einspeisung gegeben. Es ist daher sicherzustellen, dass der Export von Offshore Windenergie welcher durch die mögliche, oben beschriebene Unterschätzung des Netzausbaus ohnehin eingeschränkt werden könnte, dennoch in jedem Fall Primärzweck bleibt. Dies erfordert in aller erster Linie einen konsequenten Ausbau des landseitigen Übertragungsnetzes über den bisher errechneten Rahmen hinaus. Die Lage der Kabel zur nationalen Vernetzung sollte außerdem die Flächenkulisse für Offshore Wind, Wasserstoff und andere Infrastruktur nicht einschränken.

3.3.1 Hinweise zur Sensitivitätsanalyse

Kapitel 4.2.4.:

Es wurden keine Kostannahmen für DC-Leistungsschalter vorgenommen. Es sollten bitte stattdessen Ergebnisse einer Sensitivitätsbetrachtung in den NEP integriert werden.

3.4 Kommentare zum Onshore Netz

Zu Kapitel 5.3:

Offen bleibt, wo und wie das Bornholm Energy Island angeschlossen werden soll. Wir bitten um eine Klärung dieser Frage.

3.5 Kommentare zu Innovationen

Zu Kapitel 6.3:

Vermaschte DC-Systeme. „Zur Realisierung eines solchen Ansatzes sind noch technologische, betriebliche und regulatorische Hemmnisse sowie weitere Risiken beispielsweise im Hinblick auf Haftungsfragen abzubauen.“ (Vgl. 1 NEP-E, Seite 162)

Welche Hemmnisse und Risiken sind dies im Detail aus Sicht der ÜNB? Bis wann müssten diese wie abgebaut werden, um die Vorteile vermaschter DC-Systeme unverzögert nutzen zu können?

Kapitel 6.3:

„Sofern die Option zur späteren Vernetzung in ein MT-System bereits in der Projektumsetzung von Punkt-zu-Punkt-ONAS berücksichtigt wird, könnten die genannten Vorteile auch nachträglich gehoben werden.“ (Vgl. 1 NEP-E, Seite 169)

Diese Option sollte aus unserer Sicht unbedingt genutzt werden, um zu einem späteren Zeitpunkt die Möglichkeiten einer Optimierung offen zu halten und damit ein resilienteres Stromsystem aufzubauen. Es muss jedoch dringend unterschieden werden zwischen nachträglicher nationaler und internationaler Vernetzung.

Während eine auch nachträglich implementierte, nationale Vernetzung zur Resilienz der Exportkapazität beiträgt und die Energiesicherheit weiter erhöht bedeutet eine nachträgliche, internationale Vernetzung eines ONAS möglicherweise deutlich negative und heute nicht vorhersehbare, kommerzielle Konsequenzen insbesondere für marktlich betriebene Offshore Wind Projekte und muss in jedem Fall vermieden werden. Für internationale Vernetzung und hybride Interkonnektoren muss schnellstmöglich Transparenz über den beabsichtigten Umfang und regulatorischen Rahmen hergestellt werden um die beschriebenen, negativen Effekte konsequent zu vermeiden.

Kapitel 6.3.2:

Wie bereits im NEP skizziert, müssen aus unserer Sicht die Optionen zu Vermaschung der Onshore und ONAS DC-Systeme und die Etablierung von DC-Hubs unbedingt genutzt werden

Bei weiteren Fragen stehen wir Ihnen jederzeit gerne zur Verfügung.

Kontakt

Thomas Gevers
Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V.
Spreeufer 5
10178 Berlin
t.gevers@bwo-offshorewind.de
Tel.: +49 30 28 44-9341