

Konsultation: Zweiter Entwurf Netzentwicklungsplan Strom 2025–2037/2045 (BNetzA, 12. Juni 2026)

Stellungnahme – AquaVentus Förderverein e.V.

21. August 2026

AquaVentus Förderverein e.V. nimmt die Möglichkeit zur Stellungnahme im Rahmen der Konsultation des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans Strom 2025–2037/2045 wahr. Als Interessenvertretung von Mitgliedsunternehmen entlang der gesamten Offshore-Wasserstoff-Wertschöpfungskette vertritt AquaVentus das Ziel, Offshore-Windenergie und Offshore-Elektrolyse als komplementären Bausteine einer integrierten Nordseestrategie zu entwickeln. Die nachfolgende Stellungnahme konzentriert sich auf fünf Punkte, die aus AquaVentus-Sicht im vorliegenden NEP-Entwurf einer Korrektur oder Ergänzung bedürfen.

1. Bestätigung der ONAS in Zone 4 auf Basis einer unvollständigen Planungsgrundlage

Die Bundesnetzagentur stuft fünf Offshore-Anbindungssysteme für die Gebiete N-14 und N-16 in Zone 4 (NOR-14-1, NOR-14-2, NOR-16-1, NOR-16-2, NOR-16-3) mit Inbetriebnahmetermeninen 2036–2037 als bestätigungsfähig ein. AquaVentus nimmt diese Bestätigung zur Kenntnis, hält sie jedoch für verfrüht und auf einer unvollständigen Planungsgrundlage beruhend.

Das Kernproblem: Die Bestätigung dieser fünf ONAS basiert auf der impliziten Prämisse, dass der gesamte Energieertrag der Offshoreparks in Zone 4 als Strom an Land transportiert werden muss. Diese Prämisse ist aktuell noch eine Grundlage aus dem Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG), steht allerdings zur Novellierung und damit zur Disposition. Und genau diese Prämisse stellt AquaVentus in Frage. Offshore-Wasserstoffproduktion – die Erzeugung von H₂ durch Elektrolyseure direkt auf See – reduziert strukturell den Bedarf an teuren HGÜ-Seekabelkapazitäten: Windstrom, der vor Ort in Wasserstoff gewandelt wird, muss nicht als Strom an Land transportiert werden. Jedes GW Offshore-Elektrolysekapazität in Zone 4 verringert den erforderlichen ONAS-Ausbau entsprechend.

Dies ist kein theoretisches Argument, sondern das Kernprinzip hinter SEN-1 und SEN-X: Ein einziges HGÜ-Seekabelsystem (2 GW) kostet all-in ca. 13–15 Mio. EUR/km; die äquivalente H₂-Pipeline-Kapazität (20 GW_{H₂}, DN 1200) liegt bei ca. 10–14 Mio. EUR/km – bei zehnfacher Transportkapazität. Die Bestätigung von fünf weiteren ONAS für Zone 4, ohne zuvor den Einfluss von Offshore-Elektrolyse auf den ONAS-Bedarf zu analysieren, zementiert einen infrastrukturellen Pfad, dessen volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit bislang nicht hinreichend nachgewiesen wurde. Nach Auffassung von AquaVentus folgt aus dem Gebot einer bedarfsgerechten und

effizienten Netzplanung, dass technisch und wirtschaftlich realistische Alternativszenarien berücksichtigt werden müssen. Dies gilt insbesondere dann, wenn belastbare Hinweise vorliegen, dass alternative Infrastrukturfade signifikante Kostenunterschiede verursachen können.

AquaVentus fordert daher: Die Bundesnetzagentur möge vor der endgültigen Bestätigung der Zone-4-ONAS eine Sensitivitätsanalyse durchführen, die quantifiziert, wie unterschiedliche Anteile von Offshore-Elektrolysekapazität in Zone 4 den ONAS-Bedarf verändern. Erst auf dieser Grundlage lässt sich beurteilen, ob fünf vollständige HGÜ-Systeme tatsächlich erforderlich sind – oder ob ein hybrider Infrastrukturfad (weniger ONAS, ergänzt durch Offshore-H₂-Pipelines) das gesamtwirtschaftlich günstigere Ergebnis liefert.

Die Forderung nach einer Sensitivitätsanalyse ist keine hypothetische Überlegung, sondern durch mehrere im Auftrag von AquaVentus erstellte Leitstudien empirisch untermauert:

1. Die E-Bridge Studie¹ „Bewertung von Anschlusskonzepten für weit entfernte Offshore-Windgebiete in der deutschen Nordsee“ (September 2024, im Auftrag von AquaVentus Förderverein e.V.) analysiert Energieszenarien, Anschlusskonzepte und Kostenanalysen für die deutsche AWZ. Das zentrale Ergebnis: Kombinierte Transport- und Anschlusskonzepte – also die parallele Nutzung von Strom- und Wasserstoffinfrastruktur – können die Ausbaurkosten gegenüber einem reinen HGÜ-Pfad um bis zu 31 Milliarden Euro reduzieren.
2. Das Fraunhofer IEE hat im September 2024 im Auftrag von Copenhagen Energy Islands ApS die Studie² „German Offshore Energy Islands in the European Energy System – A case study analysis“ vorgelegt. Sie analysiert, wie Offshore-Energieinseln in der Nordsee als integrierte Knotenpunkte für Windenergieerzeugung und Wasserstoffproduktion im europäischen Energiesystem fungieren können. Die Studie belegt systemisch, dass hybride Offshore-Infrastruktur – Strom und Wasserstoff kombiniert – nicht nur für einzelne Projekte, sondern auf europäischer Systemebene optimal ist und die Importabhängigkeit bei Energie reduziert.
3. Frontier Economics kommt in der im November 2025 für AquaVentus erstellten Studie³ „Systemkosten senken durch Offshore-Sektorenkopplung“ zu dem Ergebnis, dass Offshore-Sektorenkopplung die Systemkosten um bis zu 1,7 Milliarden Euro pro Jahr senken kann. Die Studie belegt, dass kombinierte Strom- und Wasserstofftransportsysteme die kosteneffizienteste Lösung für weit entfernte Offshore-Windgebiete darstellen – und dass dieses Ergebnis robust gegenüber verschiedenen Sensitivitätsanalysen ist.

¹ <https://aquaventus.org/downloads/studien/kurzstudie-2024-de.pdf>

² <https://aquaventus.org/downloads/studien/fraunhofer-ieee-energy-islands-2024.pdf>

³ <https://aquaventus.org/downloads/studien/frontier-economics-2025-de.pdf>

4. Ramboll kommt in der im August 2026 für AquaVentus erstellten Studie⁴ „AquaVentus Flächenstudie Zone 4 & 5 AWZ Nordsee – Offshore-H₂-Eignungsranking für Windenergieflächen“ zu dem Befund, dass die im Flächenentwicklungsplan 2025 ausgewiesenen Flächen der Gebiete N-14, N-16, N-17, N-19 und N-20 in den Zonen 4 und 5 (ca. 2.700 km², bis zu 30,9 GW Kapazitätspotenzial) ein erhebliches Potenzial für die Offshore-Wasserstoffproduktion aufweisen. Auf Basis eines multikriteriellen Bewertungsverfahrens (Systemischer Nutzen durch Vermeidung von Abregelung, Windenergieerträge, Nähe zur AquaDuctus-Pipeline, Service-Erreichbarkeit, Wassertiefe) identifiziert sie die Flächen der Gebiete N-14, N-16 und N-19 als die Zone-4/5-Flächen mit dem höchsten systemischen und wirtschaftlichen Mehrwert für eine künftige großskalige Offshore-Wasserstoffproduktion – und empfiehlt dem BSH ausdrücklich einen "schrittweisen und selektiven Ansatz". Besonders gewichtig: Der NEP Strom 2025 (2. Entwurf) erkennt in seiner eigenen Begründung an, dass Offshore-Elektrolyse „mangels gesetzlichen Auftrags und regulatorischen Rahmens nicht in die Netzplanung einbezogen werden konnte“ – womit eine doppelte regulatorische Lücke besteht: weder eine zeitliche Reihung im FEP noch eine Berücksichtigung der Offshore-H₂-Option im NEP. Ramboll empfiehlt ausdrücklich, die bestbewerteten Flächen in künftigen FEP- und NEP-Prozessen mit Blick auf eine mögliche Offshore-Wasserstoffnutzung frühzeitig mitzudenken.

Vier unabhängige Studien kommen damit zum selben Befund: Die Frage, ob Zone 4 ausschließlich über HGÜ-Seekabel oder hybrid über Strom- und Wasserstoffinfrastruktur angebunden werden soll, ist quantitativ entscheidbar – und der hybride Pfad ist in allen Szenarien wirtschaftlich überlegen. Eine Bestätigung der fünf ONAS ohne diese Analyse nachzuvollziehen bedeutet, Milliarden einsparungen für Stromverbraucher und das Energiesystem ungeprüft zu ignorieren.

2. Offshore-Wasserstoff als Abnehmer muss in den Szenariorahmen NEP 2027 aufgenommen werden

Der vorliegende NEP Strom 2025 berücksichtigt Offshore-Elektrolyseure und dedizierte Offshore-H₂-Pipelines in den Zonen 4 und 5 nicht, sondern klammert diese vollständig aus dem Planungshorizont aus. Dies steht im Widerspruch zu den energie- und klimapolitischen Zielen der Bundesregierung sowie zu den Planungsgrundlagen des NEP Gas und Wasserstoff 2025 (überarbeiteter Entwurf, 01. 06. 2026), der 186 km Offshore-Neubautrassen für Wasserstoffleitungen ausweist.

AquaVentus fordert die Bundesnetzagentur auf, den Szenariorahmen für den NEP Strom 2027 um einen Offshore-Sektorenkopplungspfad zu ergänzen. Konkret sollte geprüft werden, wie Offshore-Elektrolyseure als flexible Last in der AWZ den Strombedarf und den ONAS-Bedarf beeinflussen. Diese systemische Analyse ist bislang in keiner offiziellen Methodik der ÜNB

⁴ <https://aquaventus.org/downloads/studien/ramboll-flaechenstudie-zone4-5-2026.pdf>

oder der BNetzA abgebildet. Der kostenrechnerische Befund ist eindeutig: Eine Offshore-H₂-Pipeline (DN 1200, 100 bar, 20 GW_{H₂} Kapazität) kostet nach den Daten des NEP Gas und Wasserstoff 2025 ca. 10–14 Mio. EUR/km. Bei Normierung auf die Transportkapazität ergibt sich ein Wert von ca. 0,51–0,70 Mio. EUR/(GW·km) – gegenüber ca. 7,0 Mio. EUR/(GW·km) für ein HGÜ-Seekabelsystem (2 GW, all-in inkl. Konverter). Selbst bei vollständiger Rückverstromung ($\eta = 38\%$) ist die H₂-Pipeline-Route mehr als fünfmal günstiger pro GW_{el}·km.

3. Gleichbehandlung von Offshore-Elektrolyseuren mit Onshore-Flexibilität

Die BNetzA erkennt in ihrer methodischen Grundlage an, dass Onshore-Elektrolyseure als flexible Last die Netzausbaubedarfe reduzieren können. Im genehmigten Szenariorahmen sind Elektrolyseur-Standortlisten (Anlage 2) enthalten; gemeinsame Annahmen von Strom-NEP und Gas/H₂-NEP wurden erstmals harmonisiert.

AquaVentus stellt fest: Diese Logik wird für Offshore-Elektrolyseure nicht angewendet, obwohl der physikalische Mechanismus identisch ist: Ein Offshore-Elektrolyseur, der bei hohem Windangebot aktiviert wird, reduziert die ins Netz eingespeiste Strommenge und verringert damit Redispatch-Bedarfe sowie die Auslastungsanforderungen der ONAS. Daher fordert AquaVentus Gleichbehandlung: Offshore-Elektrolyseure müssen als flexible Lasten in der Netzplanung berücksichtigt werden, analog zu Onshore-Elektrolyseuren. Dies ist eine Frage der methodischen Kohärenz, nicht der technologischen Machbarkeit.

4. Marktabfrage-Daten als verbindliche Planungsgrundlage

Das gesetzliche Ausbauziel von 70 GW Offshore-Wind (§ 1 WindSeeG) bildet den verbindlichen Planungsrahmen. Innerhalb dieses Rahmens sind unterschiedliche Erschließungspfade möglich, die zu erheblich unterschiedlichen Netzausbaubedarfen führen: Während Overplanting-Konzepte die volle Kapazität als Strom ans Netz abgeben und damit maximale ONAS-Kapazitäten erfordern, reduziert ein hybrider Pfad mit Offshore-Elektrolyse die ins Stromnetz einzuspeisende Leistung strukturell. Beide Ansätze sind mit dem gesetzlichen GW-Ziel vereinbar. Sie führen jedoch zu grundlegend verschiedenen Infrastrukturanforderungen. AquaVentus fordert daher, dass die BNetzA im Szenariorahmen NEP 2027 beide Pfade modelliert und die jeweiligen Netzausbaukosten transparent ausweist.

AquaVentus hat im Rahmen der offiziellen Marktabfrage für den NEP Strom 2025 am 13. März 2026 folgende Projektdaten bei den ÜNB eingereicht:

1. SEN-1: 1 GW Offshore-Windleistung, angestrebte Inbetriebnahme 2032 und später
2. SEN-X: 10 GW Offshore-Windleistung (Gesamtpotenzial Zonen 4 + 5), angestrebte Inbetriebnahme 2037 - 2045

Diese Daten finden im vorliegenden 2. Entwurf des NEP Strom keine angemessene Berücksichtigung. Die derzeitige Netzplanung geht implizit davon aus, dass die in den Zonen 4 und 5 erzeugte Offshore-Windenergie vollständig über Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) an Land transportiert werden muss. Die SEN-1 Projekte sind als Demonstratorprojekte konzi-

piert, die essentiellen Erkenntnisse für die Regulierung und Ausplanung der späteren großskaligen Entwicklung in Zonen 4 und 5 liefern. AquaVentus fordert: Die ÜNB und die BNetzA mögen im Rahmen des NEP 2027 explizit darlegen, wie die Marktabfrage-Daten zu SEN-1 und SEN-X in die Planung eingeflossen sind oder warum sie nicht berücksichtigt wurden. Transparenz über die Planungsgrundlagen ist Voraussetzung für eine sachgerechte Konsultation.

5. WindSeeG-Novelle als notwendige Voraussetzung

Die rechtliche Grundlage für Offshore-Sektorenkopplung ist im geltenden Windenergie-auf-See-Gesetz nicht verankert. Die Offshore-Sektorkopplung erfordert mindestens:

1. Eine Anpassung des WindSeeG, die dedizierte Offshore-Elektrolyseur-Flächen und den kombinierten Betrieb von OFW und Elektrolyseur im Offshore-Bereich ermöglicht
2. Ein angepasstes Ausschreibungsmodell für SEN-1
3. Eine klargestellte Regulierung der Schnittstellen zwischen OFW-Betreiber, Elektrolyseur-Betreiber, e-ÜNB und g-ÜNB

Die WindSeeG-Novelle wird nach derzeitigem Stand für Q4 2026 erwartet. AquaVentus fordert die BNetzA auf, im Rahmen der Empfehlungen an den Gesetzgeber die WindSeeG-Novelle als Voraussetzung für eine rechtssichere Netzplanung mit Offshore-Sektorenkopplungskomponente zu nutzen und den NEP Strom dementsprechend fortzuführen.

Zusammenfassung der AquaVentus-Stellungnahme

1. Sensitivitätsanalyse ONAS-Bedarf vs. Offshore-Elektrolyseanteil in Zone 4 vor endgültiger Bestätigung der fünf ONAS (NOR-14/NOR-16) – volkswirtschaftliche Einsparungen liegen im Milliardenbereich.
2. Offshore-Sektorenkopplungspfad in Szenariorahmen NEP 2027 aufnehmen
3. Offshore-Elektrolyseure methodisch gleichbehandeln wie Onshore-Flexibilität
4. Transparenz über Einfluss der Marktabfrage-Daten (SEN-1, SEN-X) in NEP 2027
5. WindSeeG-Novelle als Voraussetzung für NEP-konforme Offshore-Sektorkopplung priorisieren

Kontakt:

verein@aquaventus.org