

Stellungnahme zum Entwurf des Szenariorahmens Strom 2027-2040/2045

Konsultation der Bundesnetzagentur vom 31. August bis 28. September 2026

AquaVentus Förderverein e.V.

25. September 2026

AquaVentus Förderverein e.V. vertritt Mitgliedsunternehmen entlang der gesamten Offshore-Wasserstoff-Wertschöpfungskette mit dem Ziel, Offshore-Windenergie und Offshore-Elektrolyse als komplementäre Bausteine einer integrierten Nordseestrategie zu entwickeln, und hat an der gemeinsamen Marktabfrage der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Fernleitungs- bzw. Wasserstofftransportnetzbetreiber mit Stichtag 13. März 2026 teilgenommen.

Die Stellungnahme bezieht sich auf die Leitfragen 1, 15, 16 und 25 des Begleitdokuments vom August 2026. Zur inhaltsgleichen Passage im Entwurf des Szenariorahmens Gas und Wasserstoff (Kapitel 3.3.2.2, S. 95) äußert sich AquaVentus gesondert im selben Verfahren.

Die Kernpunkte:

- Die Feststellung, SEN-1 sei "ohne Anschluss an das öffentliche Stromnetz geplant und daher für die Stromsystemmodellierung nicht relevant" (S. 61, Hinweis zu Abbildung 21 auf S. 62), ist sachlich unzutreffend.
- Die Einordnung kombinierter Erschließungskonzepte als Perspektive "jenseits des 70-GW-Ziels" (S. 82 f.) verfehlt den Kern: Die von den ÜNB selbst geforderte Abwägung nach gesamtsystemischer Effizienz und Infrastrukturkosten ist nur innerhalb der 70 GW möglich - und der Nutzen ist dort am größten.
- Der Entwurf nimmt an zwei Stellen künftiges Recht vorweg - bei der Anrechnung von Leistung aus benachbarten AWZ und bei der Überbauung offshore. Bei der Offshore-Elektrolyse nicht, obwohl der Gesetzgebungsprozess dort weiter fortgeschritten ist.
- Offshore-Elektrolyse eröffnet Offshore-Windparkbetreibern einen zweiten Erlösstrang und erhöht über die bidirektionale Nutzung der teuren Strominfrastruktur deren Auslastung erheblich.

1. Korrektur erforderlich: SEN-1 ist mit Stromnetzanschluss geplant (zu Frage 15)

Betroffene Textstellen

Kapitel 3.4 "Wasserstoff und Elektrolyseure", S. 61:

"Es ist zu berücksichtigen, dass die in den Szenarien ausgewiesene Elektrolysekapazität jeweils ein Offshore-Elektrolyseprojekt (SEN-1) umfasst, das ohne Anschluss an das öffentliche Stromnetz geplant ist und daher für die Stromsystemmodellierung nicht relevant ist."

Hinweis zu Abbildung 21, S. 62:

"Offshore-Elektrolyseprojekte ohne Anschluss an das öffentliche Stromnetz werden keinem Bundesland zugeordnet."

Sachstand

Die Aussage verwechselt zwei Sachverhalte. Zutreffend ist, dass für den sonstigen Energiegewinnungsbereich SEN-1 kein eigenes Offshore-Netzanbindungssystem (ONAS) im Flächenentwicklungsplan vorgesehen ist - das stellt der Entwurf auf S. 82 selbst dar. Daraus folgt jedoch nicht, dass SEN-1 ohne Netzanschluss geplant wäre.

Das Anbindungskonzept von SEN-1 ist hybrid ausgelegt:

- Der Abtransport des Wasserstoffs erfolgt über die Wasserstoffleitung AquaDuctus, Bestandteil des Wasserstoff-Kernnetzes.
- Die Stromanbindung erfolgt über die elektrische Infrastruktur der benachbarten Konverterplattform des ONAS NOR-10-1. Ein eigenes ONAS ist gerade deshalb nicht erforderlich - ein Effizienzmerkmal des Konzepts, kein Verzicht auf den Netzanschluss.
- Das Projekt ist in vier Tranchen zu je 250 MW modular aufgebauter PEM-Elektrolyse strukturiert (bis zu 1 GW); Tranche 1 strebt die Inbetriebnahme 2033 an.
- Die Herstellung des Netzanschlusses durch den zuständigen ÜNB ist Voraussetzung und Gegenstand der laufenden Abstimmung. Die Projektdaten wurden in der gemeinsamen Marktabfrage zum 13. März 2026 gemeldet, einschließlich 1 GW Offshore-Windleistung.

Auswirkung auf die Modellierung

Die Einstufung als "für die Stromsystemmodellierung nicht relevant" hat drei Folgen:

Erstens entsteht eine Inkonsistenz in den eigenen Zahlen. SEN-1 ist nach Darstellung der ÜNB Teil der in Tabelle 11 ausgewiesenen Elektrolysekapazität, sein Strombezug aber nicht Teil der modellierten Last. Nach der Gemeinsamen Elektrolyseurliste geht SEN-1 mit 1.000 MW und dem Status "Entwurfsplanung" in das gemeinsame Szenario ein und wird im Szenariopfad B zu 50 Prozent, also mit rund 500 MW, angesetzt; in den Pfaden A und C nach Projektfortschritt. Diese Leistung ist in der ausgewiesenen Elektrolysekapazität enthalten, im modellierten Stromverbrauch jedoch nicht.

Zweitens geht das Flexibilitätspotenzial verloren. Ein Offshore-Elektrolyseur an einem bidirektional nutzbaren Seekabel wirkt in beide Richtungen: Bei hohem Winddargebot nimmt er Erzeugung auf, die sonst abgeregelt oder über das Kabel transportiert werden müsste; bei geringem Winddargebot und niedrigen Preisen bezieht er Netzstrom. Genau diese Wirkungsweise bildet der Entwurf für Onshore-Elektrolyseure bereits ab (S. 60: vollflexibler, grenzpreisorientierter Einsatz, Anpassbarkeit im Engpassmanagement). Für Offshore-Elektrolyseure wird sie ohne Begründung ausgeschlossen. Maßgeblich ist dabei die eingesetzte Technologie: SEN-1 ist als PEM-Elektrolyse ausgelegt. PEM-Anlagen sind lastfolgefähig, im Teillastbetrieb effizient und offshore wegen ihrer hohen Leistungsdichte und des geringeren Platz- und Gewichtsbedarfs die wirtschaftlichere Option - also zugleich systemdienlich und kosteneffizient. Darin unterscheiden sie sich grundlegend von der im selben Absatz genannten Chlor-Alkali-Elektrolyse, einem kontinuierlich betriebenen Industrieprozess, der zu Recht als Grundlast geführt wird. Beide im selben Atemzug aus der Elektrolysemodellierung zu nehmen, verkennt diesen Unterschied.

Drittens wird der Demonstrationszweck entwertet. SEN-1 ist das einzige Vorhaben, mit dem sich der Einfluss von Offshore-Elektrolyse auf ONAS-Bedarf, Kabelauslastung und Abregelung noch in diesem Jahrzehnt unter realen Bedingungen messen lässt - also rechtzeitig für die Anbindungsentscheidungen zu den Zonen 4 und 5.

Formulierungsvorschlag (Ersetzung des betreffenden Absatzes auf S. 61)

"Es ist zu berücksichtigen, dass die in den Szenarien ausgewiesene Elektrolysekapazität jeweils ein Offshore-Elektrolyseprojekt (SEN-1) umfasst. Für dieses Projekt ist im Flächenentwicklungsplan kein eigenes Offshore-Netzanbindungssystem vorgesehen; die Stromanbindung ist nach dem gemeldeten Projektkonzept über die elektrische Infrastruktur des benachbarten Offshore-Netzanbindungssystems NOR-10-1 geplant, der Abtransport des erzeugten Wasserstoffs über eine Wasserstoffleitung. Das Projekt ist damit für die Stromsystemmodellierung relevant und wird als Last am zugehörigen Netzverknüpfungspunkt berücksichtigt. Der Ansatz erfolgt entsprechend der gemeldeten Technologie als PEM-Elektrolyse mit vollflexibler, grenzpreisorientierter Fahrweise analog zu den übrigen Elektrolyseuren. Die ÜNB prüfen darüber hinaus im Rahmen des Netzentwicklungsplans, in welchem Umfang eine bidirektionale Nutzung der Anbindung den Einsatz des Elektrolyseurs und die Auslastung der Offshore-Stromübertragungsinfrastruktur verändert. Davon zu unterscheiden ist der ebenfalls enthaltene Chlor-Alkali-Elektrolyseur, dessen Strombedarf als kontinuierlicher Industrieprozess bereits in der Modellierung der bestehenden Industrielast durch die ÜNB berücksichtigt wird."

Formulierungsvorschlag (Ersetzung des Hinweises zu Abbildung 21, S. 62)

"Hinweis: Offshore-Elektrolyseprojekte werden keinem Bundesland zugeordnet. Ihr Strombezug wird über den Netzverknüpfungspunkt des jeweils zugehörigen Offshore-Netzanbindungssystems berücksichtigt."

Hält der Entwurf an seiner Einordnung fest, sollte im genehmigten Szenariorahmen ausgewiesen werden, welche Leistung von der Stromsystemmodellierung ausgenommen wird und worauf die Annahme eines fehlenden Netzan schlusses beruht.

2. Offshore-Elektrolyse gehört innerhalb des 70-GW-Ziels betrachtet, nicht jenseits davon (zu den Fragen 1 und 25)

Betroffene Textstelle

Kapitel 4.2, Abschnitt "Offshore-Elektrolyse", S. 82 f.:

"Der potenzielle Nutzen dieses Konzepts kann sich aus Sicht der ÜNB, insbesondere im Ausblick auf die Erschließung von Offshore-Windenergie jenseits des gesetzlichen Offshore-Ausbauziels von 70 GW, langfristig ergeben. Grundsätzlich sind im Rahmen der Weiterentwicklung die jeweiligen Nutzungsoptionen unter Berücksichtigung von gesamtsystemischer Effizienz und der Infrastrukturkosten sorgfältig abzuwägen."

AquaVentus teilt den zweiten Satz: Die Nutzungsoptionen sind nach gesamtsystemischer Effizienz und Infrastrukturkosten abzuwägen. Genau diese Abwägung verhindert jedoch der erste Satz, denn sie ist nur innerhalb des 70-GW-Pfades möglich.

Warum die Abwägung nur innerhalb der 70 GW möglich ist

Eine Abwägung setzt einen Vergleichsfall voraus. Dieser existiert nur innerhalb des gesetzlichen Ausbauziels: Für die küstenfernen Flächen der Zonen 4 und 5, die zur Erreichung der 70 GW erschlossen werden müssen, liegen Flächenplanung, ONAS-Planung und Kostenansätze vor. Nur gegen diesen Referenzfall lässt sich quantifizieren, wie ein kombiniertes Anbindungskonzept aus Seekabel und Wasserstoffleitung auf Infrastrukturbedarf, Systemkosten und Effizienz wirkt. Jenseits der 70 GW gibt es weder einen beschlossenen Ausbaupfad noch eine Netzplanung noch eine Kostenbasis - dort kann die geforderte Abwägung methodisch nicht stattfinden.

Hinzu kommt die zeitliche Logik. Die Anbindungsentscheidungen für die Zonen 4 und 5 fallen in diesem und im folgenden Netzentwicklungsplanzyklus; die Vorlaufzeiten für HGÜ-Systeme betragen rund sieben Jahre. Eine auf "langfristig" vertagte Abwägung findet statt, nachdem die Infrastrukturentscheidungen gefallen sind. Die Vertagung ist damit selbst eine Vorfestlegung.

Der empirische Befund spricht gegen die Einordnung als Perspektive jenseits der 70 GW

Frontier Economics kommt in der Studie "Effiziente Integration von Offshore-Windenergie durch Offshore-Wasserstoffproduktion" (November 2025, im Auftrag von AquaVentus) zu dem Ergebnis, dass die Offshore-Sektorenkopplung die Netto-Infrastrukturkosten der Offshore-Integration im 70-GW-Szenario um rund 1,7 Mrd. Euro pro Jahr senkt, im 55-GW-Szenario um rund 0,5 Mrd. Euro. Entscheidend ist die Richtung dieses Unterschieds: Der Vorteil ist im 70-GW-Szenario deutlich größer als im konservativeren Pfad, weil Offshore-Wasserstoff gerade für die Integration der letzten, küstenfernen Gigawatt besonders wertvoll ist. Der Nutzen kombinierter Erschließungskonzepte entsteht also nicht erst jenseits des gesetzlichen Ziels, sondern nimmt mit der Annäherung an dieses Ziel zu.

Zum gleichen Befund kommen weitere AquaVentus-Leitstudien: E-Bridge Consulting (September 2024) beziffert die Einsparung kombinierter Transport- und Anschlusskonzepte gegenüber einem

reinen HGÜ-Pfad auf bis zu 31 Mrd. Euro; Fraunhofer IEE (September 2024) bestätigt die systemische Vorteilhaftigkeit hybrider Offshore-Infrastruktur im europäischen Kontext.

Das gesetzliche Ziel erfasst netzangeschlossene Leistung - und hybride Konzepte sind netzangeschlossen

§ 1 Abs. 2 WindSeeG bezieht das Ausbauziel ausdrücklich auf "die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden". Genau deshalb gehören kombinierte Erschließungskonzepte in den 70-GW-Pfad: Ein hybrid angebundener Offshore-Windpark ist an das Netz angeschlossen; er speist einen Teil seiner Energie als Strom ein und führt einen anderen Teil als Wasserstoff ab. Außerhalb des Ziels steht allein die reine Inselösung ohne Netzanschluss.

Damit ist die Sachverhaltskorrektur unter Punkt 1 keine Formalie: Solange SEN-1 als Projekt ohne Netzanschluss geführt wird, erscheint es außerhalb des gesetzlichen Ziels; mit Stromanbindung über NOR-10-1 liegt es innerhalb.

Der am 2. September 2026 vom Bundeskabinett beschlossene Entwurf zur Änderung des WindSeeG bestätigt das. In § 3 Nr. 9 wird "die jeweils nicht an das Netz angeschlossen werden" durch "insbesondere Elektrolyseure" ersetzt, in § 4 Abs. 3 Satz 1 entfällt dieselbe Einschränkung; die Begründung hält fest, dass damit "sowohl eine Einspeisung in das Stromnetz als auch eine Nutzung von Strom aus dem landseitigen Stromnetz" ermöglicht wird. Die Streichung von § 5 Abs. 2a Satz 2 erlaubt dem Flächenentwicklungsplan künftig, Trassen für Kabel auszuweisen, die Energie aus sonstigen Energiegewinnungsbereichen in das Netz abführen - nach der Begründung "vor dem Hintergrund der [...] Grundsatzentscheidung zur Öffnung der sonstigen Energiegewinnungsbereiche für die Netzanbindung".

Anrechnung von Leistung aus benachbarten AWZ: dieselbe Frage, anderes Ergebnis

Der Entwurf rechnet 5,0 GW bis 9,4 GW Erzeugungsleistung aus benachbarten ausschließlichen Wirtschaftszonen auf die deutschen Ausbauziele an, einschließlich hybrider Interkonnectoren und Cross-Border Radials, zu denen teilweise weder ein Staatsvertrag noch eine Bestätigung im Netzentwicklungsplan vorliegt (vgl. Frage 25). Es ist nicht schlüssig, ausländische Erzeugungsleistung auf das deutsche Ziel anzurechnen, inländische Leistung in der deutschen AWZ aber als zielirrelevant zu behandeln, nur weil ein Teil ihrer Energie als Wasserstoff transportiert wird.

Zur Anrechnungsfrage selbst (Frage 25): Eine Anrechnung ausländischer Leistung sollte an einen belastbaren Projekt- und Vertragsstatus gekoppelt sein. Wird davon abgewichen, ist die Gleichbehandlung inländischer hybrider Konzepte umso zwingender.

Die ÜNB nehmen künftiges Recht an zwei Stellen bereits vorweg - bei der Offshore-Elektrolyse nicht

Die Zurückhaltung gegenüber der Offshore-Elektrolyse wird mit der Rechtslage begründet; der Szenariorahmen Gas und Wasserstoff formuliert das ausdrücklich: SEN-1 wird berücksichtigt, "da die

rechtliche Planungsgrundlage schon heute vollständig gegeben ist", während für die Zonen 4 und 5 erst mit der WindSeeG-Novelle eine verbesserte Grundlage erwartet wird (S. 95 nebst Fußnote 1).

An zwei anderen Stellen verfahren die ÜNB genau umgekehrt und nehmen eine noch nicht geltende Rechtslage vorweg.

Erstens bei der Anrechnung von Leistung aus benachbarten AWZ. Der Entwurf hält auf S. 77 selbst fest:

"Die aktuelle Gesetzeslage sieht keine Anrechnung von Erzeugungsleistungen aus benachbarten AWZ vor. Die politische Entwicklung lässt jedoch eine entsprechende Anpassung vermuten. [...] Vor diesem Hintergrund antizipieren die ÜNB bereits eine solche Gesetzesanpassung und nehmen eine individuelle Anrechenbarkeit an."

Tragende Grundlage sind politische Vereinbarungen des Nordseegipfels vom 26. Januar 2026 und § 5 eines EEG-Referentenentwurfs mit Stand vom 22. Januar 2026. Darauf gestützt gehen 5,0 bis 9,4 GW in die Szenariokennzahlen ein.

Zweitens bei der Überbauung der Netzanbindungskapazität offshore: Der Entwurf setzt einen Überbauungsgrad von durchschnittlich 10 Prozent "in der deutschen und benachbarten AWZ außerhalb der bereits im FEP festgelegten Flächen" an (S. 81), gestützt auf eine Studie für BWO und BDEW. Die gebiets- und flächenscharfe Festlegung, auf der die Anwendung beruhen soll, steht noch aus (S. 77) - der Flächenentwicklungsplan, der nach § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 7 EnWG zugrunde zu legen ist, hat sie für diese Flächen nicht getroffen.

AquaVentus hält diese vorausschauende Planung für richtig: Eine Netzplanung mit Vorlaufzeiten von sieben Jahren und mehr kann nicht abwarten, bis jede Rechtsgrundlage in Kraft ist, sonst plant sie dem Bedarf strukturell hinterher. Nicht nachvollziehbar ist, dieselbe Methode bei der Offshore-Elektrolyse nicht anzuwenden - zumal der Gesetzgebungsprozess dort weiter fortgeschritten ist als in dem von den ÜNB selbst herangezogenen Beispiel: Referentenentwurf dort, Kabinettsbeschluss vom 2. September 2026 hier.

Auffällig ist die Richtung der Auswahl: Antizipiert wird dort, wo die Annahme den Bedarf an Offshore-Netzanbindungssystemen senkt - Verlagerung von Erzeugungsleistung ins Ausland, Überbauung. Nicht antizipiert wird dort, wo sie denselben Bedarf über einen alternativen Energieabtransport senken würde. Einen Grund dafür nennt der Entwurf nicht.

Die Entwürfe haben den Stand Juni 2026 und konnten den Kabinettsbeschluss nicht berücksichtigen. Die Genehmigung erfolgt jedoch erst nach Abschluss der Konsultation - maßgeblich sollte die Rechtslage zum Zeitpunkt der Genehmigung sein.

Widerspruch zum parallel konsultierten Szenariorahmen Gas und Wasserstoff

Der Szenariorahmen Gas und Wasserstoff geht von einer anderen Erwartung aus. Er hält in Kapitel 3.3.2.2 (S. 95, Fußnote 1) fest, dass mit der WindSeeG-Novelle 2026 eine verbesserte rechtliche Grundlage für die integrierte Offshore-Strom- und Wasserstoffherzeugung zu erwarten ist, "insbesondere für kombinierte Anschlusskonzepte aus Seekabel und Wasserstoffpipeline", und dass

dies "vor allem für küstenferne Flächen in den Zonen 4 und 5 relevant" ist. Zwei Entwürfe desselben Verfahrens bewerten denselben Sachverhalt damit gegensätzlich: einmal als absehbare Planungsgrundlage, einmal als Perspektive jenseits des 70-GW-Ziels. Diese Inkonsistenz sollte im Genehmigungsverfahren aufgelöst werden.

Formulierungsvorschlag (Ersetzung der beiden Sätze auf S. 82 f.)

"Kombinierte Erschließungskonzepte sind bereits für die Erreichung des gesetzlichen Offshore-Ausbauziels von 70 GW relevant, da sie die Anbindung der küstenfernen Flächen in den Zonen 4 und 5 betreffen, deren Erschließung für die Zielerreichung erforderlich ist. Die jeweiligen Nutzungsoptionen sind daher unter Berücksichtigung der gesamtsystemischen Effizienz und der Infrastrukturkosten innerhalb des 70-GW-Ausbaupfades sorgfältig abzuwägen. Die ÜNB werden diese Abwägung im Rahmen des NEP 2040/2045 (2027) durch eine Sensitivitätsbetrachtung unterlegen, in der ein Teil der Erzeugungsleistung in den Zonen 4 und 5 über ein kombiniertes Anbindungskonzept aus Seekabel und Wasserstoffleitung erschlossen wird. Ausgewiesen werden dabei die Auswirkungen auf den Bedarf an Offshore-Netzanbindungssystemen, auf die Auslastung der Offshore-Stromübertragungsinfrastruktur, auf die Abregelung und auf die Infrastrukturkosten."

3. Zweiter Erlösstrang und höhere Auslastung der Strominfrastruktur (zu Frage 1)

Offshore-Elektrolyse stabilisiert Offshore-Wind kommerziell

Der Szenariorahmen bildet ab, wie viel Offshore-Windleistung errichtet wird. Ob sie errichtet wird, hängt von der Refinanzierung ab. Die Ausschreibungen für Offshore-Windflächen blieben 2025 erstmals ohne Gebot; zugleich nehmen Stunden mit negativen Strompreisen zu, und der Marktwert der Offshore-Erzeugung sinkt mit wachsender gleichzeitiger Einspeisung. Ein Ausbaupfad allein auf Stromerlösen wird damit selbst zum Realisierungsrisiko für die Szenarien B und C.

Offshore-Elektrolyse eröffnet Offshore-Windparkbetreibern einen zweiten Erlösstrang, der genau in den Stunden greift, in denen der Stromerlös gering oder negativ ist: Statt abzuregeln oder zu Negativpreisen einzuspeisen, wird Wasserstoff erzeugt und über die Pipeline vermarktet. Frontier Economics quantifiziert das: Im 55-GW-Szenario wandelt sich die jährliche Erlöslücke der Offshore-Integration von rund 343 Mio. Euro im geplanten Ausbau (Küstenelektrolyse, kein Overplanting) und rund 227 Mio. Euro bei reinem Elektrizitäts-Overplanting in einen positiven Deckungsbeitrag von rund 134 Mio. Euro bei Offshore-Sektorenkopplung - allein aus Strom- und Wasserstoffverkäufen zu Großhandelspreisen, ohne Netzentgelte oder sonstige Vergütungsmechanismen. Der zweite Erlösstrang senkt damit Projektrisiko und staatlichen Förderbedarf.

Bidirektionale Nutzung erhöht die Auslastung der teuren Strominfrastruktur

Offshore-Seekabel sind das teuerste Element der Offshore-Integration; der Netzentwicklungsplan weist für die Offshore-Übertragung bis 2045 rund 158 Mrd. Euro aus. Ihre Auslastung ist deshalb eine

zentrale volkswirtschaftliche Kennzahl - und sie steigt durch Offshore-Elektrolyse mit bidirektional nutzbarer Anbindung deutlich:

- Frontier Economics (2025): Die Auslastung der Offshore-Stromübertragungsinfrastruktur steigt im 70-GW-Szenario von 52 Prozent bei reinem Elektrizitäts-Overplanting auf 65 Prozent bei Offshore-Sektorenkopplung; im 55-GW-Szenario von 55 auf 64 Prozent.
- E-Bridge Consulting (2024): Bei bidirektionaler Kabelnutzung kann der Elektrolyseur bei geringem Winddargebot Strom vom Festland beziehen. Der Kapazitätsfaktor der Kabel steigt dadurch im Mittel um 11 Prozentpunkte, der der Elektrolyseure um rund 6 Prozentpunkte; im wasserstoffdominierten Mischkonzept werden gemeinsame Kapazitätsfaktoren von bis zu 60 Prozent erreicht, gegenüber rund 43 Prozent bei singulären Anschlusskonzepten.
- Zugleich sinkt die Abregelung im 70-GW-Szenario von 14 auf 11 Prozent, was rund 2,5 TWh zusätzlich nutzbarer Energie pro Jahr entspricht; im 55-GW-Szenario von 5 auf 3 Prozent beziehungsweise rund 1 TWh pro Jahr.

Der Entwurf setzt für die Offshore-Optimierung Volllaststunden von über 4.000 Stunden pro Jahr als Zielgröße an und begründet damit unter anderem die Verlagerung von Erzeugungsleistung in benachbarte AWZ. Die Sektorenkopplung wirkt auf dieselbe Zielgröße, ohne Erzeugungsleistung und Wertschöpfung ins Ausland zu verlagern. Beide Optimierungspfade sollten gleichrangig behandelt und miteinander verglichen werden.

4. Der Projektsockel des Szenariopfads B bildet die gemeinsame Elektrolyseurliste nicht vollständig ab (zu Frage 16)

Befund

Frage 16 fragt nach der Angemessenheit der Kürzung des Projektsockels im gemeinsamen Szenario B. Grundlage ist die erstmals gemeinsam von ÜNB und FNB/WTNB erstellte Gemeinsame Elektrolyseurliste, die zur Konsultation veröffentlicht wurde. Sie weist je Ausbaustufe aus, ob das Projekt im gemeinsamen Szenario berücksichtigt wird.

Die Auswertung der Liste bestätigt die im Entwurf beschriebene Methodik: Von 236 veröffentlichten Ausbaustufen mit zusammen 52.993,5 MW haben 113 den Projektstatus "Entwurfsplanung/Raumordnungsverfahren" oder besser; 112 davon sind für das gemeinsame Szenario gekennzeichnet (15.958 MW). Der in Tabelle 11 ausgewiesene projektbasierte Anteil des Szenariopfads B von 11 GW ergibt sich daraus rechnerisch: Detailplanung, Beschaffung und Inbetriebnahme vollständig (7.284 MW) zuzüglich 50 Prozent der Entwurfsplanung (8.674 MW), zusammen rund 11,6 GW.

Innerhalb dieser Systematik gibt es genau eine Abweichung, und sie betrifft die Offshore-Einträge. Das Vorhaben SEN-1 ist mit 1 GW und dem Status "Entwurfsplanung" regelkonform für das gemeinsame Szenario gekennzeichnet. Der Eintrag zum Vorhaben SEN-X mit 10.000 MW - bei gleichem Projektstatus der größte Einzeleintrag der gesamten Liste - ist dagegen nicht gekennzeichnet. Die Leistungsangabe bedarf dabei der Klärung: Gemeldet wurden für SEN-X 10 GW

Offshore-Windleistung als Gesamtpotenzial der Zonen 4 und 5, keine Elektrolyseleistung in dieser Höhe; die Liste führt die 10 GW gleichwohl als elektrische Leistung eines Elektrolyseurs. Unabhängig von der Höhe ist die Kennzeichnung nach der beschriebenen Systematik zu korrigieren - der Eintrag erfüllt das Statuskriterium. Beides zusammen wirkt unmittelbar auf den projektbasierten Anteil des Szenariopfads B; ohne Klärung lässt sich Frage 16 nicht beantworten.

Hinzu kommt: Die Liste enthält sieben Ausbaustufen mit dem Bundesland "Nordsee" und zusammen 16.000 MW. Der Szenariorahmen Gas und Wasserstoff führt diese als eigene Zeile "Offshore" mit 16 GW und 11,7 GWh/h Einspeiseleistung und stellt fest, dass rund 30 Prozent der gemeldeten Leistung offshore verortet seien (Tabelle 39, S. 60). Nach dem Vorstehenden beruht diese Zahl in erheblichem Umfang auf der Verwechslung von Wind- und Elektrolyseleistung. Im Szenariorahmen Strom erscheint von den Offshore-Mengen umgekehrt nichts: Abbildung 21 ordnet Offshore-Projekte keinem Bundesland zu, der Text nennt lediglich "ein Offshore-Elektrolyseprojekt (SEN-1)". Beide Entwürfe stützen sich auf dieselbe Liste, stellen deren Offshore-Anteil aber gegensätzlich dar - und in beiden Fällen ist er ohne Veröffentlichung der zugrunde liegenden Meldungen nicht überprüfbar.

Forderung

- Ausweisung, wie die Offshore-Einträge der Gemeinsamen Elektrolyseurliste in den Szenariopfaden A, B und C behandelt werden - nach Abgleich ihrer Leistungsangaben.
- Abgleich der Leistungsangabe dieses Eintrags mit den gemeldeten Daten sowie regelkonforme Kennzeichnung oder nachvollziehbare Begründung der Abweichung.

5. Zusammenfassung der Forderungen

1. Korrektur der Darstellung zu SEN-1 auf S. 61 und im Hinweis zu Abbildung 21 (S. 62) entsprechend dem Formulierungsvorschlag: SEN-1 ist mit Stromanbindung über NOR-10-1 geplant und damit für die Stromsystemmodellierung relevant.
2. Transparente Ausweisung, welcher Anteil der in Tabelle 11 ausgewiesenen Elektrolyseleistung von der Stromsystemmodellierung ausgenommen wird, sofern die ÜNB an ihrer Einordnung festhalten.
3. Methodische Gleichbehandlung von Offshore- und Onshore-Elektrolyseuren als flexible Last: Ansatz von SEN-1 entsprechend der gemeldeten PEM-Technologie mit vollflexibler, grenzpreisorientierter Fahrweise - nicht als unflexible Grundlast wie ein Chlor-Alkali-Prozess -, einschließlich einer bidirektional nutzbaren Anbindung.
4. Korrektur der Einordnung kombinierter Erschließungskonzepte auf S. 82 f. entsprechend dem Formulierungsvorschlag: Die Abwägung nach gesamtsystemischer Effizienz und Infrastrukturkosten ist innerhalb des 70-GW-Ausbaupfades vorzunehmen.
5. Aufnahme einer Sensitivitätsbetrachtung "Offshore-Sektorenkopplung", in der ein Teil der Erzeugungsleistung der Zonen 4 und 5 über kombinierte Anbindungskonzepte erschlossen wird, mit Ausweis der Wirkung auf ONAS-Bedarf, Kabelauslastung, Abregelung und Infrastrukturkosten.

6. Konsistente Anwendung des Antizipationsgrundsatzes: Wer die Anrechnung von Leistung aus benachbarten AWZ auf Basis eines Referentenentwurfs vorwegnimmt (S. 77), muss die Öffnung der sonstigen Energiegewinnungsbereiche für die Netzanbindung - seit dem 2. September 2026 Gegenstand eines Kabinettsbeschlusses - in gleicher Weise berücksichtigen.
7. Auflösung des Widerspruchs zwischen den beiden Szenariorahmenentwürfen (Gas und Wasserstoff, S. 95, Fußnote 1) hinsichtlich der Erwartung an kombinierte Anschlusskonzepte in den Zonen 4 und 5.
8. Ausweisung der Behandlung der Offshore-Einträge der Gemeinsamen Elektrolyseurliste in den Szenariopfaden A, B und C, Abgleich ihrer Leistungsangaben mit den tatsächlich gemeldeten Daten - für SEN-X sind 10 GW Offshore-Windleistung gemeldet, keine Elektrolyseleistung in dieser Höhe - sowie regelkonforme Kennzeichnung oder Begründung der einzigen Abweichung von der Berücksichtigungssystematik.
9. Gleichrangige Behandlung der Optimierungspfade "Verlagerung in benachbarte AWZ" und "Offshore-Sektorenkopplung" bei der Bewertung von Volllaststunden und Auslastung.

AquaVentus steht für ein Fachgespräch zur Vertiefung der technischen und wirtschaftlichen Grundlagen zur Verfügung.

Kontakt: verein@aquaventus.org

Studiennachweise

- Frontier Economics: "Effiziente Integration von Offshore-Windenergie durch Offshore-Wasserstoffproduktion", 24. November 2025, im Auftrag von AquaVentus Förderverein e.V. <https://aquaventus.org/de/leitstudien/frontier-economics-2025>
- E-Bridge Consulting: "Bewertung von Anschlusskonzepten für weit entfernte Offshore-Windgebiete in der deutschen Nordsee", September 2024, im Auftrag von AquaVentus Förderverein e.V. <https://aquaventus.org/downloads/studien/kurzstudie-2024-de.pdf>
- Fraunhofer IEE: "German Offshore Energy Islands in the European Energy System - A case study analysis", September 2024. <https://aquaventus.org/downloads/studien/fraunhofer-ieee-energy-islands-2024.pdf>