AquaVentus Förderverein e.V.
www.aquaventus.org

BMWE-Marktkonsultation Windenergie auf See

Stellungnahme – AquaVentus Förderverein e.V.

23. Dezember 2025

Einleitung

Offshore-Wind bietet das größte Ausbaupotenzial unter den erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa. Durch kosteneffiziente, marktintegrierte und netzdienliche Erschließung – einschließlich der Kopplung mit Offshore-Wasserstoffproduktion – kann Offshore-Wind entscheidend zur Erreichung der nationalen und europäischen Klimaziele beitragen sowie die Versorgungssicherheit langfristig stärken. Mit der geplanten Novelle des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) werden zentrale Weichen für die zukünftige Entwicklung von Offshore-Wind, der Wasserstofferzeugung auf See sowie der zugrundeliegenden Offshore-Energieinfrastruktur gestellt.

Im Fokus der Stellungnahme des AquaVentus Fördervereins stehen dabei die notwendigen gesetzlichen Voraussetzungen für einen erfolgreichen Hochlauf der Offshore-Wasserstoffproduktion in Deutschland. Die Stellungnahme unterstreicht insbesondere:

- die dringende Notwendigkeit, kombinierte Strom- und Wasserstoffanschlüsse gesetzlich zuzulassen (wie im Koalitionsvertrag gefordert),
- die Verankerung eines gesetzlichen Ausbauziels für Offshore-Elektrolyseure,
- sowie die Bedeutung von integrierter Flächenplanung, insbesondere in Bezug auf den SEN-1-Bereich und die Zonen 4 & 5 der AWZ sowie technologieneutralen Ausschreibungen.

Besondere Dringlichkeit ergibt sich durch den vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) in Vorbereitung befindlichen Flächenentwicklungsplan (FEP), der zentrale Potenziale für kombinierte Anschlusskonzepte unberücksichtigt lassen könnte, sofern das WindSeeG nicht rechtzeitig angepasst wird. Aufgrund der derzeit gültigen Fassung des Gesetzes sind kombinierte Anschlusskonzepte aus Strom- und Wasserstoffinfrastruktur bislang nicht vorgesehen.

Das BSH ist daher dringend aufgefordert, die anstehenden regulatorischen Änderungen im WindSeeG proaktiv zu antizipieren und Planungsoptionen für kombinierte Anschlusskonzepte in den Zonen 4 und 5 zu integrieren. Hierfür bedarf es eines klaren politischen Signals oder einer formalen Weisung durch das BMWE, um sicherzustellen, dass die FEP-Planung im Jahr 2026 diese Zukunftsinfrastruktur angemessen berücksichtigt. Nur so kann der

Vorstand
Jörg Singer (1. Vorsitzender)
Dr. Christoph von dem Bussche
Robert Eschenauer
Martin Neubert
Dr. Kirsten Westphal
Kay Martens
Amtsgericht Pinneberg
VR 2339 PI
Steuernummer: 18/291/27858
Lobbyregister-Nummer: R004009

technologieoffene Hochlauf inklusive der Offshore-Wasserstoffwirtschaft gewährleistet werden.

Die AquaVentus-Stellungnahme versteht sich als konstruktiver Beitrag, um die Regulierung im Sinne einer ganzheitlich gedachten Offshore-Energiewende mittels der notwendigen Freiheitsgrade durch eine intelligent verzahnte Energietransportinfrastruktur kosteneffizient weiterzuentwickeln.

Antworten zu den Konsultationsfragen

1) Kosteneffizienz und Synchronisierung

1.1. Optimierung

AquaVentus begrüßt, dass im Rahmen der Konsultation die Wasserstoffproduktion auf See als Teil der zukünftigen Offshore-Energiesystems diskutiert wird. Gleichzeitig möchten wir mit Nachdruck darauf hinweisen, dass eine Offshore-Elektrolyse-Produktion in den Zonen 4 und 5 der deutschen AWZ – kombiniert mit einem Wasserstoff-Transportnetz – einer pauschalen Überbauung („Overplanting") vorzuziehen ist.

Bereits in unserer Stellungnahme vom März 2025 haben wir dargelegt, dass eine ausschließliche Fokussierung auf die Stromeinspeisung ohne die Offshore-Wasserstofferzeugung dem langfristigen Ausbaupfad nicht gerecht wird.[1] Im Positionspapier des Wasserstoffachters als branchenweitem Aufruf vom Mai 2025 wurde unterstrichen, dass kombiniert (hybrid) integrierte Offshore-Elektrolyseanlagen in Kombination mit Seekabeln und Pipelineinfrastruktur nicht nur technologisch machbar, sondern auch volkswirtschaftlich sinnvoll, ausgewogen und praxistauglich sind.[2] Im Gegensatz dazu kann eine Strategie der reinen Überbauung – also die Installation zusätzlicher Windkapazitäten über die Kabelkapazität hinaus und ohne Rücksicht auf Wasserstoffproduktion – zu folgenden Nachteilen führen:

- Ertragsverluste durch Spitzenkappung,
- potenziell betriebs- und volkswirtschaftliche Risiken sowie Ertragsverluste zur Folge haben und dem avisierten Ziel der Kosteneinsparung entgegenwirken,
- verzögerte Markteinführung der Offshore-Wasserstoffwirtschaft und damit verpasste wirtschaftliche Erfolge sowie Klimaschutzpotenziale.

Vor diesem Hintergrund kommentiert AquaVentus die Fragen in Passage 1.1 nicht im Einzelnen, sondern wiederholt die Grundforderung, dass eine perspektivische Optimierung mit Offshore-Wasserstoff einer Verbesserung der reinen sektoralen Strom-Perspektive mittels Überbauung und daraus resultierender Spitzenkappung überlegen ist, weil:

[1] https://aquaventus.org/wp-content/uploads/2025/03/StN-AquaVentus-BSH-Konsultation_20250314-1.pdf
[2] https://aquaventus.org/wp-content/uploads/2025/05/2025-05-13-Positionspapier_Umsetzung-Offshore-ELY-in-Zone-45.pdf

- Eine Inkludierung von Offshore-Wasserstoffproduktion die Flächen- und Netzplanung optimiert und die Systemkosten senkt, vor allen über reduzierte Investitionskosten in die Stromnetze.
- Zu einer höheren Nutzung der Offshore-Windressourcen in weit von der Küste entfernten Gebieten (geringere Abregelung) führt.
- Die Auslastung der Offshore-Stromnetzinfrastruktur erhöht.
- Ein klares Bekenntnis zur Technologieoffenheit ist – Wasserstoff darf nicht als Option, sondern muss als integraler Bestandteil vorgesehen werden.
- Die Verankerung von kombinierten Anschlusskonzepten (Strom + Wasserstoff) als Maßstab gegenüber ausschließlicher Überbauung den Offshore-Windparkentwicklern und -betreibern eine marktintegrierte Erweiterung ihre Einnahmen darstellt und damit den Business Case verbessert.

Daher besteht die Notwendigkeit, folgende Maßnahmen bzw. im Rahmen der anstehenden Reformen des WindSeeG und des FEP umzusetzen:

- Förderung und Genehmigung im Jahr 2026 von mehreren, in der Entwicklung befindlichen Pilotprojekten zur Demonstration der Technologie im Küstenmeer,
- Ermöglichung kombinierter Anschlüsse aus Seekabeln und Wasserstoffpipelines im WindSeeG und FEP für mindestens den SEN-1-Bereich,
- Zeitnahe Ausschreibung der SEN-1-Fläche mit novelliertem WindSeeG ab 2027,
- Erhalt von Freiheitsgraden im FEP und Netzentwicklungsplan (NEP), um zukünftig weitere Flächen, in den Zonen 4 und 5 für Offshore-Elektrolyse festlegen zu können,
- Technologieoffene Ausschreibungen für die Offshore-Wasserstoffproduktion. Konkret kann die Offshore-Wasserstoffproduktion auf Plattformen oder auf sog. Offshore Energy Hubs oder künstlichen Inseln erfolgen.

1.2. Wasserstoff

A. Technologische Aspekte

1. Ab wann können Elektrolyseure auf See in industriellem Maßstab eingesetzt werden?

Der Einsatz von Elektrolyseuren auf See im industriellen Maßstab hängt maßgeblich vom politisch gestalteten Hochlaufpfad ab. Ohne einen klaren staatlichen Rahmen – inklusive gezielter Förderung von Demonstrationsprojekten, rechtlicher Öffnung und marktseitiger Absicherung – bleibt eine belastbare zeitliche Prognose spekulativ.

Wie in der E-Bridge-Studie im Auftrag von AquaVentus aus dem Jahr 2024 dargelegt[3], erfordert die Offshore-Elektrolyse einen technologischen „Dreisprung“:

[3] Seite 73, Abbildung 42: https://aquaventus.org/wp-content/uploads/2024/09/240829_AQV_Kurzstudie_DE.pdf

1. Erprobung unter realen Offshore-Bedingungen (Demonstratoren),
2. Hochskalierung durch erste industrielle Anlagen im SEN-1 Bereich,
3. Integration in Systeminfrastruktur & Marktmechanismen (z. B. Kernnetz und CfD).

Vorausgesetzt, die aktuell geplanten Demonstrationsvorhaben erhalten zeitnah Förderung, können bereits Anfang/ Mitte der 2030er Jahre erste Offshore-Wasserstoffprojekte im SEN-1-Bereich in einem größeren (vor-industriellen) Maßstab Realität werden. Ein realistischer Zeitplan für eine SEN-1-Ausschreibung (für die Offshore-Wasserstoffproduktion mit Teilflächen von >250 MW) könnte wie folgt aussehen:

- Ausschreibungsverfahren mit Zuschlag im Jahr 2027
- Projektentwicklung 2027-2030 und Baubeginn 2029-2030
- Kommerzieller Betrieb (COD) in den Jahren 2032-34

Ausschreibungen weiterer Flächen für die Offshore-Elektrolyse in Zonen 4 und 5 der AWZ könnte schon ab 2030 erfolgen.

Gelingt dieser koordinierte Hochlauf – sowohl technologisch als auch marktseitig – steht der erfolgreichen Skalierung nichts im Weg. Eine großskalierte Produktion im GW-Bereich wäre ab Mitte der 2035-Jahre möglich. Ein bloßes Warten auf „Technologiereife" ohne wirtschaftspolitischen Impuls führt dagegen zu Verzögerungen und Wettbewerbsnachteilen sowie zu einer Verteuerung des Offshore-Ausbaus.

2. Wie weit fortgeschritten ist die technische Entwicklung, insbesondere in Bezug auf die Integration und Anpassung an Offshore-Umgebungen, und welche Dimensionierungen sind in den nächsten Jahren realistisch erreichbar?

Die Elektrolysetechnologie selbst – insbesondere Niedertemperaturverfahren (PEM, alkalische Elektrolyse) – gilt onshore bereits als kommerziell bzw. früh-kommerziell einsetzbar. Für den Offshore-Einsatz – also unter anspruchsvollen Umweltbedingungen (Salzwasser, wind- und wellenbezogene Belastungen, eingeschränkter Wartungszugang) – befinden sich derzeit erste Piloten und Demonstratoren in der Planung (3 bekannte Projekte in Deutschland) und im Aufbau (z.B. in den Niederlanden oder Frankreich). Für den nächstfolgenden Schritt in der Offshore-Wasserstoffproduktionen im Bereich > 100 MW gibt es weitere Projekte in Planung[4]. Allerdings fehlt es hier noch an Zusagen für diese Projekte inklusive Flächen und Finanzierung.

Technologisch sind die Grundlagen gegeben, jedoch ist die vollständige Adaptation für Offshore-Bedingungen – inklusive Integration von Elektrolyse, Wasser-/Elektrolysewasseraufbereitung, Kompression, Pipeline/Export, Wartung – noch nicht im industriellen Maßstab erprobt. Die wichtigsten Risiken und Ungewissheiten für die Offshore-Wasserstoffproduktion betreffen:

[4] https://www.mcdermott.com/sites/default/files/2024-08/Bridge-linked-platform-design-can-support-high-volume-green-hydrogen-production-Offshore.pdf & https://www.iv.nl/en/projects/500mw-h2-north-sea-energy/

- Wartungskosten in einer Offshore-Umgebung, bei der die Kosten für den Austausch zentraler Komponenten sowie die Kosten für qualifizierte Arbeitskräfte im Offshore-Einsatz unbekannt sind,
- Installationskosten, die hauptsächlich für auf Plattformen platzierte Elektrolyseure anfallen.

Realistische Dimensionierung in den nächsten Jahren

- Kurzfristig (2026-2028): Pilotanlagen im MW-Bereich (z. B. < 20 MW)
- Mittelfristig (ca. 2032-34): Der Aufbau und Inbetriebnahme von Anlagen im dreistelligen MW-Bereich onshore und erste Offshore-Anlagen im Bereich 50-250 MW sind denkbar, sofern regulatorische, finanzielle und technische Rahmenbedingungen passen. Allerdings benötigen diese Offshore-Anlagen auch einen abgestimmten Hochlauf sowie Flexibilitäten in der Realisierung, besonders was die Skalierung, Pönalen sowie die Zeitleiste angeht. Ausschreibungen für Teilflächen auf SEN-1 könnten bereits ab 2027 erfolgen, mit dem Ziel der Inbetriebnahme und Offshore-Wasserstoffproduktion im GW-Maßstab in 2032-34.
- Langfristig (ab ca. 2035): Für Offshore-Wasserstoff im GW-Maßstab sind die Voraussetzungen derzeit noch im Aufbau. Die Skalierung hängt stark von Demonstrationsergebnissen (inklusive SEN-1 Projekten), Energieinfrastrukturanbindung und Kostendegression ab.

Onshore werden Elektrolyse-Anlagen heute bereits in Größenordnungen von z. B. 100-300 MW realisiert. Diese Projekte werden helfen Risiken auch bei der Offshore-Elektrolyse zu reduzieren. Der Vorteil der Offshore-Produktion liegt vor allem darin, dass direkt besonders in den weit entfernten Gebieten in der Nordsee kostenintensive Infrastruktur eingespart werden kann und damit Netzentwicklungs- und Überbauungsprobleme im Stromnetz zu mindert.

Es gibt zwei Konzepte für Offshore-Elektrolyse im industriellen Maßstab:

(1) Elektrolyseure auf zentralen Plattformen – realisierbar ab 2032-34

Elektrolyseure auf zentralen Plattformen sind das am weitesten verbreitete Konzeptdesign. Mehrere große Offshore-EPC- und Engineering-Unternehmen haben öffentlich ihre Entwicklungen zu diesem Konzept vorgestellt. Die Elektrolyseplattform basiert auf Erfahrungen aus Offshore-Öl- und Gasplattformen, die etablierten Industriestandards folgen. Zusätzliche Sicherheitsanforderungen für Wasserstoff, insbesondere für komprimierten Wasserstoff, führen dazu, dass viele dieser Designs als Plattform-„Cluster" ausgeführt werden: Mehrere Plattformen befinden sich nahe beieinander, sind über Brücken verbunden und verfügen über eine separate Plattform für den sicheren, bemannten Betrieb.

Die Plattform bietet Skaleneffekte bei der Peripherie (Balance of Plant) des Elektrolyseurs, wodurch die Ausrüstungskosten reduziert werden können. Im Gegensatz dazu sind die Plattformkosten selbst hoch, da die sog. Topside kompakt ist und zahlreiche komplexe Schnittstellen aufweist. Die beobachteten Kosten dieser Designs liegen pro installiertem MW beim Zwei- bis Dreifachen im Vergleich zu einer entsprechenden Onshore-Anlage. Dies entspricht den Erfahrungen mit Offshore-HGÜ-Umspannwerken (auf hohem Niveau).

(2) Energieinsel für die Offshore-Wasserstoffproduktion und HGÜ-Export – realisierbar ab 2035

Eine Energieinsel mit Elektrolyseuren und HGÜ-Technik ist ein Konzept, bei dem eine künstliche Insel an strategisch günstigen Standorten errichtet wird – in relativer Nähe zu Offshore-Windparks und in Gewässern mit Tiefen bis etwa 40 Metern. Die Insel hat ähnliche Kosten wie der Bau einer HGÜ-Konverterplattform, kann jedoch kostengünstiger vergrößert werden und sehr große Kapazitäten sowohl für Stromübertragung als auch für Elektrolyse aufnehmen. Bei einer Größenordnung von 1–2 GW Offshore-Wasserstoffproduktion und 2 GW HGÜ-Anbindung ist die künstliche Insel sowohl gegenüber Offshore Elektrolyse auf Plattformen als auch gegenüber dem vollständigen Stromtransport an Land mit anschließender Wasserstoffproduktion kostenwettbewerbsfähig. Der größte Vorteil einer Energieinsel ist ihr flexibles Design: Auf der Insel können Anlagen zur Wasserstoffproduktion, Konverterstationen und weitere Infrastrukturelemente flexibel errichtet werden. Zudem können Kapazitäten später ohne Änderungen an der grundlegenden Infrastruktur (der Insel selbst) hinzugefügt oder entfernt werden.

Eine großskalierte Energieinsel wird derzeit in Belgien errichtet (Princess Elisabeth Island) als reine Strominsel. Diese Insel liefert wertvolle Erkenntnisse für Bau und Installation elektrischer Anlagen. Zudem beruhen alle technischen Disziplinen beim Aufbau einer Energieinsel auf ausgereiften Technologien, etwa aus Hafen-erweiterungen, Küstenschutz, Landgewinnung und Fundamentbau. Der Bau künstlicher Inseln wurde zudem im Nahen Osten bereits vielfach erfolgreich umgesetzt.

Konzept	Vorteile	Kosten	Größe/ Kapazität
Zentrale plattform-basierte Elektrolyse	Skaleneffekte bei der Herstellung, reduzierte Ausrüstungskosten	Ca. doppelt so hohe Kosten als eine vergleichbare Onshore-Lösung pro installiertem MW	160 bis 500 MW
Energie-insel basierte Elektrolyse	Große Kapazitäten möglich, hohe Betriebs- und Wartungs-zuverlässigkeit, flexible Nutzung	Anfangskosten bei großem Maßstab weniger relevant, wettbewerbsfähig ab 1–2 GW, kann sehr große HGÜ- und Elektrolysekapazitäten aufnehmen (+6 GW)	Ab 1-2 GW, bis zu +6 GW

Auch die Systementwicklungsstrategie erkennt die Offshore-Wasserstoff-Produktion als strategisch relevante Option für das zukünftige Energiesystem an [5]. Insbesondere bei wachsendem Offshore-Wind-Ausbau kann durch Offshore-Elektrolyse eine direkte

[5] Seite 36: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/2024-systementwicklungsstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=12

Umwandlung in Wasserstoff nahe der Quelle erfolgen, wodurch Systemkosten, Netzengpässe und Abregelungsverluste reduziert werden.

3. Wie sehen optimale Konditionen für Offshore-Elektrolyse mit Blick auf die spezifischen Offshore-Bedingungen (Wetter, Salzwasser, Infrastruktur) aus?

Offshore-Elektrolyse findet unter anspruchsvollen Bedingungen statt, welche geprägt durch Wetterextreme, Salzwasser, erschwerte Zugänglichkeit und hohe Anforderungen an Material und Betriebssicherheit sind. Dennoch zeigt die Erfahrung aus der Offshore-Windenergie sowie aus jahrzehntelangem Betrieb von Öl- und Gasplattformen: Technik im Offshore-Umfeld ist beherrschbar und entwicklungsfähig. Aktuell befindet sich Offshore-Elektrolyse auf einem Technologiereifegrad von TRL 6–7. Das bedeutet: Prototypen und erste Demonstrationssysteme existieren, müssen aber gezielt weiterentwickelt und unter Realbedingungen getestet werden. Dabei ist die Integration in Offshore-Plattformen, der Schutz vor Salzwasserkorrosion, sowie die Aufbereitung von Meerwasser (Entsalzung, Reinwasser) und die sichere Wasserstoffbehandlung unter Offshore-Bedingungen zentrale Entwicklungsaufgabe.

Kostensprünge sind v. a. ab Skalierung von 100 MW und mehr zu erwarten – insbesondere:

- in der Meerwasseraufbereitung (große Mengen entsalztes Wasser),
- bei der Gasbehandlung und -kompression offshore,
- sowie durch Standardisierung und Modularisierung der Elektrolyseure.

Vergleichbare Entwicklungen bei Offshore-Wind zeigen: Mit zunehmender Serienreife sinken die Stückkosten signifikant – auch bei ursprünglich herausfordernder Technik. Die Anbindung an kombinierte Infrastrukturen (Strom + Wasserstoff) ist hierfür entscheidend. Ein Offshore-Elektrolyseur kann seine Stärken dann ausspielen, wenn er in ein integriertes Gesamtsystem eingebettet ist – z. B. durch bidirektionale Stromflüsse, Wasserstoff-Pipelines und sektorengekoppelte Nutzung. Wie bei reiner Offshore-Wind-Stromerzeugung gilt auch für Offshore-Wasserstoff: Verschattung und eine zu enge Flächenbebauung behindert den Windertrag aus beiden Technologien. Auch ein Elektrolyseur kann nicht produzieren, wenn die Stromproduktion eingeschränkt ist.

Mehrere Studien aus Akademie [6] und Praxis [7] zeigen darüber hinaus, dass neben der wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit des Wasserstoffs aus Offshore-Produktion, die daraus resultierende Verringerung der Abregelung sich positiv auf die Lebensdauer der Offshore-Windanlagen auswirken kann – vorausgesetzt, regulatorische Hürden werden abgebaut, kombinierte Anschlusskonzepte ermöglicht. Darüber hinaus ist es aus Energiesystem- und Kostengesichtspunkten optimal, ein zusammenhängendes, räumlich zusammenliegendes Cluster für die Offshore-Sektorenkopplung zu schaffen, um die Nähe zu Offshore-Windparks

[6] https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/2507/1/012013
[7] https://www.researchgate.net/publication/381332476_Optimization_of_curtailment_intervals_of_wind_turbines_through_assessment_of_measured_loads_during_start-up_and_shutdown_events

zu erhöhen und damit die Kosten für Verbindungskabel (Inter-Array) zu reduzieren, und die Nähe zu Infrastruktur sicherzustellen, um Strom und Wasserstoff zu den Verbrauchern zu transportieren.

4. Wie kann den Herausforderungen, die sich für die Abwärme, Meerwasserentsalzung und das Brine-Management ergeben, auch unter Umwelt- und Genehmigungsgesichtspunkten begegnet werden?

Der Umweltschutz ist ein zentraler Bestandteil bei der Entwicklung und Umsetzung von Offshore-Elektrolyseprojekten. Gerade bei der Meerwasserentsalzung und dem Umgang mit Nebenprodukten wie Abwärme und salzhaltiger Lauge (Brine) müssen effiziente technische Lösungen mit umweltrechtlichen Anforderungen in Einklang gebracht werden. Offshore-Elektrolyse benötigt hochreines Wasser, das durch Entsalzung von Meerwasser erzeugt wird. Die dabei entstehende Abwärme kann effizient in den Aufbereitungsprozess rückgeführt oder für weitere Prozesse genutzt werden (z. B. in thermischer Vorbehandlung). Die Rückführung der Brine muss so gestaltet werden, dass sie nicht zur lokalen Versalzung und Erwärmung mariner Lebensräume führt. Hierfür braucht es durchdachte technische Lösungen, wie z. B. Verdünnungssysteme oder kontrollierte Einleitung.

Im Wasserhaushalt von PEM-Elektrolyseuren kann das sogenannte Drag-Water geringe Mengen an PFAS aus den Membranen enthalten. Die Systemauslegung muss daher sicherstellen, dass dieses Prozesswasser im Kreislauf verbleibt und nicht unbehandelt in die Meeresumwelt gelangt.

Um belastbare Erkenntnisse zu Umweltauswirkungen und Best-Practice-Verfahren zu gewinnen, sollten diese Herausforderungen im Rahmen von geförderten Demonstrationsprojekten gezielt untersucht und dokumentiert werden. Nur so kann ein realitätsnaher Maßstab für die Bewertung von Umweltwirkungen und technischen Gegenmaßnahmen geschaffen werden. Das BSH sollte – ähnlich wie bei anderen Offshore-Technologien – klare Grenzwerte und Umweltstandards für Offshore-Elektrolyseanlagen definieren, etwa zur Brine-Konzentration, Abwärmeeinleitung und Einleitstellen. Diese Standards müssen in bestehende Genehmigungsverfahren integriert werden und Planbarkeit für Vorhabenträger schaffen.

Umweltverträglichkeit sollte nicht nur genehmigungsrechtlich, sondern auch im Rahmen der Flächenvergabe eine Rolle spielen. So könnten Bieter im Rahmen der Ausschreibungen für SEN-1 und später für die Flächen in Zone 4 und 5 punkten, wenn sie über belastbare Konzepte zur Meereswasseraufbereitung, Brine-Behandlung und Abwärmenutzung verfügen. Auch Referenzen aus vergleichbaren Vorhaben (onshore/ offshore) sollten bei der Bewertung berücksichtigt werden. Die umweltgerechte Umsetzung der Meerwasserentsalzung und des Brine-Managements ist machbar – aber sie erfordert technische Sorgfalt, regulatorische Leitplanken und innovative Konzepte.

5. **Welchen Zeitraum benötigen erste Offshore-Demonstrationsprojekte, um offene technologische Fragen im Realbetrieb zu untersuchen? Welcher Förderbedarf besteht?**

Pauschale Aussagen zum erforderlichen Zeitraum und Förderbedarf lassen sich nur bedingt treffen, da Pilot-/ Demonstrationsprojekte im Offshore-Bereich sehr unterschiedliche Ziele und technologische Schwerpunkte verfolgen können – von der reinen Elektrolysetechnologie über die Wasseraufbereitung bis hin zur Netzintegration und zum Betrieb unter rauen Offshore-Bedingungen. Entscheidend ist: Nur der Realbetrieb im Offshore-Umfeld kann die notwendigen Erkenntnisse liefern, um Technologie und Betriebssicherheit belastbar weiterzuentwickeln.

Die bisher geplanten Offshore-Elektrolyse-Pilotprojekte in Deutschland könnten laut eigenen Angaben bereits unmittelbar nach dem Erhalt eines möglichen Förder- und Genehmigungsbescheids im Jahr 2026 mit dem Bau beginnen und bereits ab 2027/2028 erste Ergebnisse zu den technologischen Fragen im Realbetrieb liefern. Dabei sollte nicht nur die technische Machbarkeit, sondern auch die Resilienz der Infrastruktur sowie Umweltaspekte (z. B. Brine, Abwärme) evaluiert werden. Der konkrete Förderbedarf hängt stark von Umfang, Technologieansatz und Skalierung des Piloten ab. Einzelne Projekte könnten im zweistelligen Millionenbereich liegen, während integrierte Konzepte (z. B. mit Windpark, Plattform, Elektrolyse, Pipelineanschluss) deutlich darüber liegen. Wichtig ist in jedem Fall eine gezielte Förderung, die den Bau, Betrieb und die Auswertung unter realen Offshore-Bedingungen abdeckt, nicht nur Forschungsprojekte im Laborumfeld.

Daher – und um offene technologische Fragen vollumfänglich im Realbetrieb zu klären – sollte Deutschland möglichst zeitnah auch Demonstratoren von Offshore-Wasserstoffproduktion im industriellen Maßstab umsetzen, d. h. Projekte >250 MW. Diese liefern Erkenntnisse und Validierung von integrierten Konfigurationen über die Technologien hinweg (Offshore-Wind, Elektrolyse und Transport). Dies könnte über eine zügige Ausschreibung im SEN-1-Bereich erfolgen. Während die zugrunde liegenden Technologien (Offshore-Wind, Elektrolyse und Transport) jeweils gut etabliert sind, führt ihre Kombination in einem Offshore-Umfeld im industriellen Maßstab zu komplexen Schnittstellen und Fragestellungen zur kommerziellen Umsetzbarkeit, die getestet werden müssen. Daher sollten demonstrationsnahe Realprojekte im Rahmen der SEN-1-Ausschreibung realisiert werden, sofern kombinierte Anschlusskonzepte (Strom und Wasserstoff) regulatorisch zugelassen sind.

Weitere detaillierte Angaben befinden sich im Anhang zu dieser Stellungnahme oder sind aus dem BMWE vorliegenden Projektanträgen entnehmbar.

6. **Welche Kapazität müssten entsprechende H2-Pipelines übertragen können? Ist ein vermaschtes System sinnvoll? Welche Herausforderungen stellen sich bei H2-Pipelines in Bezug auf grenzüberschreitende Verbindungen, parallelem Abtransport und Anschluss von ausländischem Wasserstoffexport und Offshore-Elektrolyse bzw. Sicherheit? Welche weiteren Herausforderungen sind zu beachten?**

Für eine wirtschaftlich tragfähige Offshore-Wasserstoffinfrastruktur sind Wasserstoff-Pipelines mit Transportkapazitäten im Gigawattbereich (z. B. AquaDuctus in DE, HyOne in NL) erforderlich. Einzelleitungen mit mehreren GW sind notwendig, um Skaleneffekte der Offshore-Elektrolyse zu heben. Um dies effizient zu gestalten, sollte der Gesetzgeber eine gesetzlich verankerte Mindestkapazität für Offshore-Wasserstoff-Produktion und Transport definieren, welche sich am Ausbauplanung des Kernnetzes orientiert. Nur so können Skaleneffekte bei Elektrolyse, Pipelinebau und Kompression frühzeitig angestoßen werden.

Weiterhin ist es bei der anstehenden Fortschreibung des FEP in Jahr 2026 durch das BSH essenziell, dass Änderungen im WindSeeG – insbesondere zur Zulassung kombinierter Anschlusskonzepte – zeitnah gesetzlich verankert werden. So können in den Zonen 4 und 5 planerische Optionen für eine integrierte Offshore-Wasserstoffinfrastruktur berücksichtigt werden. Das BSH sollte daher entweder regulatorische Entwicklungen antizipieren oder durch eine klare Weisung des BMWE dazu befähigt werden.

Offshore Energy Hubs (z. B. auf Energieinseln) bieten darüber hinaus die Chance, Offshore-Wasserstoff kosteneffizient zu bündeln und systemdienlich in die europäische Infrastruktur einzuspeisen. Sie schaffen eine festlandsäquivalente Umgebung auf See, in der Strom- und Wasserstoffflüsse integriert geplant und betrieben werden können. Durch die Bündelung mehrerer Elektrolyse- oder Windanlagen an einem Hub entstehen ökonomische Skaleneffekte in der Erzeugung, Umwandlung und Verdichtung des Wasserstoffs. Sie ermöglichen zudem die Entwicklung eines vermaschten Wasserstoff-Backbones („meshed grid"), in dem Energie aus mehreren Ländern gebündelt, gehandelt und flexibel verteilt werden kann.

In einem vermaschten System müssen allerdings technologische Herausforderungen wie Offshore-Kompression und Druckmanagement frühzeitig geplant werden. Wasserstoff muss bereits auf See auf ein geeignetes Druckniveau gebracht werden, um kosteneffizient per Pipeline transportiert zu werden. Das Drucklevel in der Pipeline muss dabei auf Netzkompatibilität, Sicherheitsanforderungen und Spezifikationen des Einspeisepunkts abgestimmt sein. Diese Technologien sind im Offshore-Kontext noch zu skalieren und erfordern gezielte internationale Koordination der nationalen Infrastrukturprojekten.

Wasserstoff erfordert besondere Anforderungen in Bezug auf Leckageprävention, Materialkompatibilität, Notfallabschaltungen und Monitoring insbesondere unter Offshore-Bedingungen. Parallelität von Transportwegen: Strom- und Wasserstoffleitungen müssen räumlich und planerisch koordiniert werden, was wiederum durch kombinierte Anschlusskonzepte unterstützt wird. Weiterhin erhöhen Meshed Grids die Robustheit des Energiesystems durch Redundanzen und flexible Ausweichrouten bei Störungen. Ein vermaschtes Offshore-System ist nicht nur sinnvoll. Es ist essenziell für einen resilienten, effizienten und integrierten europäischen Wasserstoffhochlauf.

Weiterhin kann so das sog. „Linepacking" in Wasserstoffleitungen genutzt werden. Dieses bietet aus systemtechnischer Sicht erhebliche Flexibilitätsvorteile, ist aber aus werkstofftechnischer Sicht eng mit dem Thema Ermüdungsrisswachstum verknüpft. Durch die bewusste Ausnutzung des Druckbereichs zwischen Mindest- und Höchstbetriebsdruck wird die Leitung als temporärer Speicher („Gasbatterie") genutzt. Dies führt zwangsläufig zu zusätzlichen Druckschwankungen und damit zu zyklischer Spannungsbeanspruchung der

Rohrwand. Für Stahlleitungen in 100% Wasserstoff bedeutet dies, dass nicht nur die klassische Druckwechselermüdung zu berücksichtigen ist, sondern auch wasserstoffunterstütztes Ermüdungsrisswachstum. Wasserstoff kann die Rissspitzenzone verspröden, die Rissfortschrittsraten erhöhen und so die Lebensdauer gegenüber reinem Erdgasbetrieb deutlich reduzieren. Eine einfache Übernahme von Bemessungsregeln aus Erdgasnetzen ist daher nicht ausreichend.

Im Rahmen der Auslegung eines Offshore-Wasserstoffpipelinesystems muss die geplante Linepack-Nutzung explizit in die Ermüdungsbemessung einfließen. Dazu gehört eine realistische Abschätzung der Anzahl und Amplitude der Druckzyklen (Betrieb, Fahrweise von Elektrolyseuren, Netzengpässe) sowie die Bewertung des Risswachstums unter Wasserstoffeinfluss auf Basis geeigneter Werkstoffkennwerte (da/dN-Kurven in Wasserstoff). Sicherheitsbeiwerte und Inspektionsintervalle sind entsprechend anzupassen. Aus betrieblicher Sicht bedeutet dies, dass der verfügbare Linepack-Spielraum nicht allein nach systemischer Flexibilität (z. B. Intraday-Speicherung) optimiert werden darf, sondern immer im Spannungsfeld zwischen Flexibilitätsgewinn und zusätzlicher Ermüdungsbeanspruchung steht. Ein konservatives Management von Mindestdruck, maximaler Druckhubgröße und Fahrweise der Verdichter trägt dazu bei, das Risiko beschleunigten Ermüdungsrisswachstums zu begrenzen. Für Offshore-Leitungen mit großen Längen und schwieriger Zugänglichkeit ist eine solche integrale Betrachtung von Linepacking und Ermüdung essenziell für ein akzeptables Lebensdauerrisiko.

Grenzüberschreitende (Offshore-)Wasserstoff-Infrastruktur ist keine Zukunftsmusik – sie wird bereits konkret vorbereitet, etwa durch gemeinsame Vorhaben zwischen Deutschland, Dänemark und den Niederlanden. Regulatorisch ist jedoch eine kohärente, integrierte Strom- und Wasserstoffregulierung erforderlich. Diese sollte zügig geschaffen werden. Ein erster Meilenstein wäre das North Sea Summit 3 am 26. Januar in Hamburg. Ziel muss ein europäisch harmonisierter Rechtsrahmen sein, der Offshore-Wasserstoff-Produktion, -Transport und -Abnahme als integriertes Gesamtsystem denkt.

B. Kosten / Finanzierung

1. **Welche Kosten sind für die Erzeugung von Wasserstoff auf See zu erwarten und welche Kosten für Transport auf See und an Land? Inwieweit sind mit der Offshore-Elektrolyse gegenüber der Onshore-Elektrolyse Mehrkosten (für Instandhaltung, Infrastruktur, Wasserentsalzung, weiteres Equipment vs. Kostensenkungen durch höhere Auslastung und Systemintegration etc.) verbunden?**

Die Kosten für die Wasserstofferzeugung auf See – insbesondere für langfristige Betrachtungen – sind derzeit noch mit erheblichen Unsicherheiten behaftet, da es bislang keine industriellen Referenzanlagen unter Offshore-Bedingungen gibt. Angaben zu absoluten Produktionskosten sind daher hochgradig spekulativ. Entscheidender für den Planungsprozess ist allerdings nicht die absolute Höhe der Kosten, sondern der relative Kostenvergleich zwischen Offshore- und Onshore-Elektrolyse. Hier zeigen mehrere Studien, dass die Elektrolyse auf See immense Kosteneinsparungen durch den reduzierten Stromnetzausbau

liefert und zeitgleich den Offshore-Wind-Betreibern eine weitere kalkulierbare Einnahmequelle in Form von Wasserstoff schafft.

Eine belastbare Herangehensweise zur Schätzung des Aufschlags bei Offshore-Elektrolyse findet sich in der E-Bridge-Studie "Bewertung von Anschlusskonzepten für weit entfernte Offshore-Windgebiete in der deutschen Nordsee für eine effiziente Energiewende". Dort wird auf Basis von Angaben erfahrener Offshore-Wind-Betreiber ein Kostenaufschlag von rund 70 %[8] gegenüber Onshore-Elektrolyseanlagen in den Jahren nach 2035 angenommen. Dieser Aufschlag reflektiert insbesondere höhere Wartungs- und Instandhaltungskosten, die notwendige Offshore-Meerwasserentsalzung, die bauliche Komplexität und zusätzliche Sicherheitsanforderungen auf See. Voraussetzung dafür ist der koordinierte und stufenweise Hochlauf der Technologie. Gleichzeitig zeigt eine weitere Studie von Frontier Economics, dass Offshore-Elektrolyse auch bei einem Aufschlag von bis zu 100 %[9] gegenüber Onshore-Elektrolyse wirtschaftlich sinnvoll ist, sofern die höheren Auslastungen (z. B. > 5.000 h/a) und die Systemintegrationseffekte durch kombinierte Anschlusskonzepte realisiert werden.

Die Kosten für den Wasserstofftransport – sowohl offshore als auch onshore – sind kein rein hypothetischer Faktor, sondern im Regulierungsrahmen bereits berücksichtigt: Diese werden über das Hochlaufentgelt für das Wasserstoff-Kernnetz (inkl. Offshore-Anbindungen) abgedeckt und sind öffentlich zugänglich über die Bundesnetzagentur[10] abrufbar. Diese Netzentgelte beinhalten u. a. den Aufbau und Betrieb der Offshore-Pipeline AquaDuctus. Zusätzliche Transportkosten für Offshore-Wasserstoff entstehen demnach nicht isoliert, sondern sind systemisch integriert.

Entscheidend für die Entwicklung wettbewerbsfähiger Offshore-Wasserstoffkosten ist nicht nur technischer Fortschritt, sondern auch eine gezielte politische Rahmensetzung, insbesondere: Förderung von Demonstrationsprojekten, SEN-1-Ausschreibungen und die Zulassung kombinierter Anschlusskonzepte, die gleichzeitige Nutzung von Strom und Wasserstoffinfrastruktur ermöglichen und damit Kosten senken. Mit gezielter Förderung und intelligenter Ausschreibungsarchitektur können diese Unsicherheiten und vermeintliche Mehrkosten schrittweise reduziert und skaliert werden.

Bezüglich der technischen Umsetzung zeigt die Studienlage, dass bei einer Offshore-Wasserstoffproduktion über 1-GW erhebliche Kosteneinsparungen möglich sind, wenn die Produktion auf „Offshore Energy Hubs" ermöglicht wird.[11]

2. Sind Erzeugung und Transport bei den aktuellen Marktpreisen für Wasserstoff refinanzierbar? Welcher Förderbedarf besteht?

Bei den heutigen Marktbedingungen ist eine vollständige Refinanzierung von Offshore-Wasserstoffprojekten ohne gezielte Förderung aktuell nicht möglich. Allerdings ist dies – wie

[8] Seite 33: https://aquaventus.org/wp-content/uploads/2024/09/240829_AQV_Kurzstudie_DE.pdf
[9] Seite 23, Abbildung 15: https://aquaventus.org/wp-content/uploads/2025/11/Frontier-Economics-Bericht-fuer-Aquaventus-Effiziente-Integration-von-Offshore-Windenergie-durch-Offshore-Wasserstoffproduktion-2025-11-24-stc.pdf
[10] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Ebene2_Methoden/Wasserstoff_Kernnetz/start.html
[11] https://publica-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/4623eb2a-b3af-4d2e-8102-d4d28081be2d/content

auch bei Offshore-Wind in der Anfangsphase – kein Widerspruch zur langfristigen wirtschaftlichen Perspektive der Technologie. Die heutigen Marktpreise für Wasserstoff spiegeln weder die tatsächlichen volkswirtschaftlichen Vorteile noch die mittelfristig zu erwartende Marktentwicklung wider. Die Preisspanne für Wasserstoff ist derzeit sehr breit und abhängig von vielen externen Faktoren wie CO_2-Preis, fossilen Alternativen, geopolitischer Lage, industrieller Nachfrage und regulatorischen Rahmenbedingungen. Eine verlässliche Marktpreisbasis für Investitionsentscheidungen existiert derzeit nicht.

Ein belastbarer Marktpreis für grünen Wasserstoff – insbesondere aus Offshore-Wind – existiert derzeit nicht. Die Unsicherheiten rund um die Ausgestaltung und Anerkennung von RFNBO-Kriterien sowie fehlende Abnahmeverträge mit klar definierten Zahlungsbereitschaften („Willingness to Pay") erschweren eine bankfähige Refinanzierung erheblich. Gerade für großskalierte Offshore-Projekte besteht daher ein struktureller Förderbedarf. Neben Förderinstrumenten für Erzeugung und Abnahme ist insbesondere der Aufbau eines funktionierenden Wasserstofftransportsystems („Midstream") entscheidend für die Bankability. Die Rolle unabhängiger Midstream-Akteure – wie im Impulspapier von BET und SEFE dargelegt[12] – sollte regulatorisch gefördert werden, um Investitionssicherheit und funktionierende Schnittstellen zwischen Erzeugung und Nachfrage zu schaffen.

Da die Kosten derzeit nicht vollständig refinanzierbar sind, ist eine initiale Förderung notwendig. Die Erzeugung von Wasserstoff auf See sowie dessen Transport über H_2-Pipelines ist aktuell ohne staatliche Anschubfinanzierung nicht wirtschaftlich. Eine "Dauerförderung" wird jedoch nicht angestrebt – vielmehr geht es darum, über eine gezielte Förderung den notwendigen Markthochlauf und Kostendegressionen zu ermöglichen.

Der Fokus sollte auf der Systemintegration und Skalierung liegen, nicht auf kurzfristigen Preisvergleichen. Damit kann Offshore-Wasserstoff mittel- bis langfristig einen tragenden Beitrag zur Energiewende leisten – wirtschaftlich, ökologisch und versorgungssicher. Hinzu kommt, dass es bislang kaum marktwirksame Anreize auf der Nachfrageseite gibt, insbesondere für die Abnahme von Wasserstoff aus Offshore-Erzeugung. In der Folge ist eine wirtschaftliche Refinanzierung von Offshore-Wasserstoffprojekten – einschließlich Transportinfrastruktur – derzeit ohne gezielte Förderung nicht darstellbar.

Kostendegression setzt allerdings Skalierung voraus: Wie bei Offshore-Wind zeigt sich, erst durch schrittweisen Ausbau und industrielle Skalierung sinken die Kosten signifikant. Diese Entwicklung kann auch bei Offshore-H_2 erwartet werden insbesondere durch serielle Fertigung von Elektrolyseuren, optimierte Offshore-Plattformdesigns (inklusive Offshore-Hubs), Lernkurveneffekte in Betrieb und Wartung. Förderung ist daher ein Hebel für Skaleneffekte, nicht dauerhaftes Substitut für Markterlöse.

Eine rein isolierte Betrachtung von Offshore-H_2 greift außerdem zu kurz. Entscheidend ist die Rolle der Offshore-Elektrolyse als Enabler für sektorübergreifende Systemintegration. Überschüssiger, abgeregelter oder besonders günstiger Strom aus Offshore-Wind kann durch Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt und zeitlich sowie räumlich flexibel nutzbar gemacht

[12] https://www.sefe.eu/en/media/files/company/regulation/bet_impulspapier_h2midstream.pdf

werden. Dies trägt zur Netzentlastung, Versorgungssicherheit und Klimaneutralität bei. Eine Annahme für die Kostenentwicklung des Wasserstoffs (onhsore und offshore) ergibt sich aus der Studie zu Wasserstoff-Erzeugungskosten vom Öko-Institut und Deloitte aus Juni 2025. Hier sind Wasserstoffproduktionskosten von unter 3 €/kg (ca. 90 €/MWh)[13] veranschlagt, sodann systemintegrierte Strompreise genutzt werden.

Auch Offshore-Wind ist ohne Förderung nicht entstanden. Die Offshore-Windenergie war in der Anfangsphase auf umfassende Förderung angewiesen, hat aber heute in vielen Märkten nahezu Marktreife erreicht. Offshore-H_2 kann eine vergleichbare Entwicklung durchlaufen, sofern heute die richtigen politischen Weichen gestellt werden.

3. Welche Vorteile bieten Geschäftsmodelle, die auf eine kombinierte Vermarktung von Strom und Wasserstoff abzielen? Bitte beschreiben Sie den Business Case.

Geschäftsmodelle mit kombinierten Anschlusskonzepten (Strom + Wasserstoff) ermöglichen Offshore-Windparkbetreibern die parallele Vermarktung von Strom und Wasserstoff. Damit entsteht eine zweite Erlössäule neben dem klassischen Stromverkauf. Diese zusätzliche Einnahmequelle durch die H_2-Erzeugung erhöht die Wirtschaftlichkeit und Resilienz eines Projekts – insbesondere bei schwankenden Strompreisen oder Netzeinschränkungen[14]. Solche Modelle leisten einen aktiven Beitrag zur echten Marktintegration, wie sie auch im Zusammenhang mit dem Monitoringbericht des BMWE gefordert wird.[15] Statt starrer Einspeisung ins Netz kann flexibel zwischen Strom- und Wasserstoffproduktion gewechselt werden – je nach Netzsituation und Marktlage. Die E-Bridge-Studie sowie die Frontier-Economics-Studie[16] im Auftrag von AquaVentus zeigen klar: Kombinierte Anschluss- und Vermarktungskonzepte sind wirtschaftlich attraktiv, da sie höhere Vollbenutzungsstunden und Flexibilität ermöglichen.

Dadurch werden Herausforderungen durch zunehmende Niedrigpreis- und Negativpreisstunden – insbesondere für Betreiber von Offshore-Windparks, ausgeglichen. Basierend auf den Strompreisprognosen für Deutschland der Beratungsgesellschaft AFRY werden ab dem Jahr 2040 etwa 9 % aller Produktionsstunden unter 0,02 EUR/MWh liegen[17]. Diese Zahlen beziehen sich auf das Strommarktsystem und darauf das die Korrelation zwischen niedrigen Strommarktpreisen und Offshore-Windstromproduktion sehr hoch sein wird. Dies erschwert es zwangsläufig einen wirtschaftlichen Anreiz für die Stromabnahme ohne staatliche Unterstützung, z. B. über CfDs oder attraktive PPA-Verträge, darzustellen. Die Einführung der Wasserstoffproduktion in den Offshore-Wind-Business Case kann somit eine attraktive Wertsteigerung für das gesamte System darstellen. Der Offshore-Windpark kann Strom zu hohen Preisen entweder über CfD-unterstützte Mechanismen oder über PPA-Verträge verkaufen und gleichzeitig Einnahmen aus Elektrolyseuren in Niedrigpreisstunden erzielen.

[13] Seite 32, Abbildung 7: https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Matthes_Brauer-Wasserstoff-Erzeugungskosten.pdf
[14] Seite 20, Abbildung 17 & 18: https://aquaventus.org/wp-content/uploads/2024/09/240829_AQV_Kurzstudie_DE.pdf
[15] https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energiewende-effizient-machen.html
[16] Seite 16, Abbildung 8: https://aquaventus.org/wp-content/uploads/2025/11/Frontier-Economics-Bericht-fuer-Aquaventus-Effiziente-Integration-von-Offshore-Windenergie-durch-Offshore-Wasserstoffproduktion-2025-11-24-stc.pdf
[17] https://afry.com/en/service/afry-independent-market-reports

Durch die Platzierung der Elektrolyse nahe der Erzeugungsanlage („behind the meter") wird Offshore-Windstrom, der ansonsten an Land transportiert werden müsste, effizient genutzt. Offshore-Wasserstoffproduktion ist besonders sinnvoll, wenn Strom über 100-150 km vom Festland transportiert werden müsste[18]. Die Netzeinsparungen an Land und offshore ergeben sich aus der Möglichkeit, Offshore-Wind- und Elektrolysekapazitäten im Vergleich zur HGÜ-Verbindung „überzudimensionieren". Dadurch wird die HGÜ-Leitung besser ausgelastet und das Onshore-Netz muss nicht auf Spitzenlaststunden ausgelegt werden, sondern kann für eine gleichmäßigere Produktion aus dem Offshore-Windpark geplant und gebaut werden.

Durch zusätzliche Einnahmepfade und Flexibilität sinkt das sozio-ökonomische Investitionsrisiko – was wiederum den notwendigen Förderbedarf reduzieren wird. Allerdings ist hierfür notwendig, dass die Einsparungen so allokiert werden, dass Offshore-Windparkbetreiber den Anreiz haben die Offshore-Elektrolyse auszubauen, damit ein privatwirtschaftlicher Anreiz für Offshore-Windparkbetreiber entsteht den Elektrolyseur offshore zu installieren.

Perspektivisch können sogar auch Offshore-H_2-Projekte im gleichen Förderegime mit Onshore-Projekten konkurrieren, was die Komplexität in der Förderlandschaft reduziert, wie bspw. Bei der stockenden Ausschreibung für systemdienliche Elektrolyseure nach § 96.9 Windenergie-auf-See-Gesetz. Auch hier werden kombinierte Geschäftsmodelle im Onshore-Bereich die Lücke schließen – durch marktdienliche, technisch realistische und wirtschaftlich tragfähige Strukturen.

Zusätzlich könnten ungenutzte Mengen aus Onshore-Wind- und PV-Anlagen vermeidlich in Offshore-Elektrolysehubs verwertet werden, sofern diese aufgrund geringer Windverfügbarkeit freie Kapazitäten haben[19]. Voraussetzung dafür ist eine bidirektionale Transport- und Umwandlungsmöglichkeit, welche erst durch kombinierte Anschlusskonzepte ermöglicht werden.

4. Wie viele Betriebsstunden sind für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlich? Kann ein Geschäftsmodell auch auf Strommengen basieren, die einer Spitzenkappung unterliegen?

Ein Geschäftsmodell, das ausschließlich auf spitzengekappte Strommengen ausgerichtet ist, erscheint derzeit wirtschaftlich nicht tragfähig. Für einen wirtschaftlichen Betrieb von Elektrolyseuren – insbesondere im Offshore-Bereich – ist eine hohe Anzahl an Vollbenutzungsstunden (Betriebsstunden) vorteilhaft. Laut der Studie von Frontier Economics im Auftrag von AquaVentus kann eine Elektrolyseur-Auslastung von rund 60 % erzielt werden, wenn eine Marktintegration erfolgt[20]. Das entspricht etwa 5.000 bis 5.300 Stunden pro Jahr –

[18] Seite 26: https://aquaventus.org/wp-content/uploads/2023/03/DNV-Study_Specification_of_a_European_Offshore_Hydrogen_Backbone.pdf
[19] Seite 20, Abbildung 12: https://aquaventus.org/wp-content/uploads/2025/11/Frontier-Economics-Bericht-fuer-Aquaventus-Effiziente-Integration-von-Offshore-Windenergie-durch-Offshore-Wasserstoffproduktion-2025-11-24-stc.pdf
[20] Seite 19, Abbildung 11: https://aquaventus.org/wp-content/uploads/2025/11/Frontier-Economics-Bericht-fuer-Aquaventus-Effiziente-Integration-von-Offshore-Windenergie-durch-Offshore-Wasserstoffproduktion-2025-11-24-stc.pdf

deutlich mehr als durch reine Spitzenkappung von 20% erreichbar wäre. Eine reine Nutzung von Strommengen, die aus der Spitzenkappung stammen, reicht demnach nicht aus, um ein tragfähiges Geschäftsmodell für die Wasserstoffproduktion aufzubauen. Diese Strommengen fallen volatil und unplanbar an und die daraus resultierende geringe Auslastung der Elektrolyseure führt zu hohen spezifischen Produktionskosten sowie einem hohen Kapitalbindungsrisiko.

Eine Überdimensionierung der Offshore-Windkapazität im Verhältnis zur HGÜ-Kapazität ist Teil der Konfiguration einer Offshore-Sektorenkopplung sein. Das genaue Maß dieser Überdimensionierung hängt von der Konfiguration der Offshore-Sektorenkopplung ab, wird jedoch deutlich größer sein als bei einem reinen Strom-Overplanting-Szenario.

Ein zukunftsfähiges Geschäftsmodell muss daher auf Systemintegration setzen über bidirektionale Stromanschlüsse, die eine flexible Nutzung von Stromüberschüssen erlauben, die Anbindung an Offshore-Hubs oder Energieinseln, die Strom und Wasserstoff bündeln und bedarfsgerecht verteilen können, sowie kombinierte Anschlusskonzepte, die eine flexible Wahl zwischen Strom- und Wasserstoffvermarktung ermöglichen. Diese Ansätze ermöglichen nicht nur eine höhere technische Auslastung der Elektrolyseure, sondern auch eine marktintegrierte Nutzung des erzeugten Wasserstoffs – ein zentrales Kriterium für Wirtschaftlichkeit und Skalierung.

C. Planung & Regulierung

1. Ab wann sollten Flächen für Offshore-Elektrolyse im sonstigen Energiegewinnungsbereich SEN-1 ausgeschrieben werden? Wann sollten ggf. weitere Flächen zur Wasserstofferzeugung ausgeschrieben werden?

Der SEN-1-Bereich sollte bereits ab 2027 ausgeschrieben und als erste Fläche für Offshore-Elektrolyse genutzt werden, in schrittweiser und gestufter Form. Eine Teilflächen-Ausschreibung erlaubt es, weitere Demonstratoren mit industriellem Anspruch umzusetzen und wichtige Erfahrungen für Planung, Genehmigung, Bau und Betrieb unter Offshore-Bedingungen zu sammeln. Diese gestufte Vergabe unterstützt eine erprobungsbasierte, skalierbare Entwicklung – analog zum technologischen Dreisprung aus dem AquaVentus-Konzept (Demonstration – Skalierung – Integration). Daher sollte der SEN-1-Bereich als erste, gestuft ausgeschriebene Testfläche erhalten bleiben – im Sinne des AquaVentus-Dreisprungs.

Die Ergebnisse der geplanten Demonstrationsprojekte sollten eng mit der weiteren Flächenentwicklung verzahnt werden. Nichtsdestotrotz sollten zusätzliche SEN-Bereiche in den weiter entfernten Zonen 4 und 5 sollten bereits heute im Flächenentwicklungsplan (FEP) berücksichtigt werden. Deren Ausschreibung könnte schon wenig später zur ersten SEN-1-Fläche, bereits ab 2030, erfolgen. Das schafft frühzeitig Planungssicherheit für Investoren und erlaubt eine gezielte Vorbereitung (Netz, Logistik sowie Kooperationen). Diese Flächen sollten ebenfalls auf kombinierte Anschlusskonzepte (Strom + H_2) ausgerichtet werden und in räumlicher Nähe mit der geplanten AquaDuctus-Pipeline liegen.

Mit Blick auf die anstehende Fortschreibung des FEP im Jahr 2026 durch das BSH ist es essenziell, dass Änderungen im WindSeeG – insbesondere zur Zulassung kombinierter

Anschlusskonzepte – zeitnah gesetzlich verankert werden. Andernfalls besteht das Risiko, dass in den Zonen 4 und 5 keine planerischen Optionen für eine integrierte Offshore-Wasserstoffinfrastruktur berücksichtigt werden. Das BSH sollte daher entweder regulatorische Entwicklungen antizipieren oder durch eine klare Weisung des BMWE dazu befähigt werden.

Neben einer direkten Ausschreibung für Elektrolyseure könnte der SEN-1-Bereich auch als Optimierungsfläche für umliegende Windparks genutzt werden – z. B. durch gezielte Umwandlung von Überschussstrom im Falle von Abregelungen zu Wasserstoff. Voraussetzung dafür sind regulatorisch zulässige kombinierte Anschlusskonzepte. Offshore-Windparkbetreiber könnten die Verbindung zur zentralen Elektrolyse selbst planen und herstellen.

Die bisherige strikte Trennung zwischen Windflächen/-gebieten einerseits und SEN-Bereichen andererseits wird in der Praxis zunehmend obsolet. Entscheidend ist künftig, welche Infrastruktur wo entsteht – nicht, wie eine Fläche ursprünglich klassifiziert war. Auch in klassischen Windflächen in räumlicher Nähe zu AquaDuctus sollten kombinierte Strom- und Wasserstofflösungen ermöglicht werden, wenn dies technisch sinnvoll und systemdienlich ist.

2. Welche Konzepte sind für die Offshore-Wasserstofferzeugung zukünftig denkbar?

Die zukünftige Offshore-Wasserstofferzeugung sollte technologieneutral, systemdienlich und marktintegriert gedacht und aufgesetzt werden. Entscheidend ist, dass verschiedene Konzepte ermöglicht, erprobt und anschließend skaliert werden – eingebettet in eine industrielle Roadmap und einen langfristigen Infrastrukturausbau. Ein zukunftsweisendes Konzept sind Offshore Energy Hubs bzw. Energieinseln, auf denen Elektrolyseure in großem Maßstab betrieben werden können, Infrastruktur gebündelt wird (Wind, Strom, Wasserstoff, ggf. CO_2) und Systemvorteile entstehen (Netzentlastung, Flexibilität, Versorgungssicherheit). Diese Hubs schaffen eine festlandsähnliche Umgebung auf See, in der unterschiedliche Technologien modular kombiniert und mit europäischen Partnern vernetzt werden können – insbesondere im Kontext eines vermaschten europäischen Offshore-Netzes.

Der SEN-1-Bereich bietet die Möglichkeit, erste Projekte zu realisieren und gleichzeitig technologische und regulatorische Erfahrungen zu sammeln. Eine schrittweise Ausschreibung in Teilflächen erlaubt es, Demonstratoren mit industriellem Anspruch umzusetzen. Kombinierte Anschlusskonzepte (Strom + Wasserstoff) sollten explizit ermöglicht werden, um flexible Marktteilnahme und sektorübergreifende Integration sicherzustellen. Zukünftige Konzepte sollten bewusst technologieneutral gehalten werden. Diese Vielfalt ermöglicht es, je nach Standort, Tiefe, Entfernung zur Küste und Netzsituation jeweils das effizienteste Modell umzusetzen.

Die Flächenvergabe für zukünftige Projekte sollte eng mit der Planung der Offshore-Wasserstoff-Infrastruktur (AquaDuctus) verknüpft werden. Nur durch diese Korrelation zwischen Flächenentwicklung und Transportinfrastruktur lassen sich die Kosten senken, Risiken minimieren und Investitionssicherheit schaffen. Auch weitere SEN-Bereiche in Zone 4 und 5 sollten im Flächenentwicklungsplan (FEP) frühzeitig identifiziert werden.

3. **Welche genehmigungsrechtlichen Fragen stellen sich aus Betreibersicht für die Gesamtprojekte und welche Anpassungen des Windenergie-auf-See-Gesetzes wären aus Branchensicht erforderlich?**

Für die Umsetzung von Offshore-Wasserstoffprojekten ist aus Sicht der Branche eine zentrale Voraussetzung, dass kombinierte Anschlusskonzepte aus Seekabeln und Wasserstoffpipelines – also Strom- und H_2-Infrastruktur in einem Projekt – rechtlich explizit zugelassen werden. Eine klarstellende Anpassung im Zuge der anstehenden Novellierung ist erforderlich, um Investitionssicherheit zu schaffen – insbesondere für Projekte im SEN-1-Bereich und geeigneten Windflächen darüber hinaus. Der AquaVentus Förderverein kann hierfür konkrete Formulierungsvorschläge für die Gesetzesnovelle zur Verfügung stellen.

Ein zentrales genehmigungsrechtliches Thema für Betreiber betrifft demzufolge die Frage nach der Entscheidungshoheit über die Nutzung der erzeugten Energie. Darf der Offshore-Windparkbetreiber selbst marktintegriert entscheiden, ob der erzeugte Strom eingespeist oder vor Ort zu Wasserstoff umgewandelt wird? Oder gibt es restriktive Vorgaben durch Netzbetreiber, Regulierungsbehörden oder Gesetzgeber? Aus Sicht der Branche ist eine flexible, marktorientierte (strompreisabhängige) Betriebsweise essenziell: Nur so lassen sich wirtschaftliche Geschäftsmodelle realisieren, die Kosteneinsparungen in der Energieinfrastruktur heben und strompreisgeführte Systemdienlichkeit gewährleisten.

Daher schlägt AquaVentus die folgenden konkreten Anpassungen im WindSeeG als vier Maßnahmenbündel vor:

(1) Ausbauziele für Elektrolyse (Sonstigen Energiegewinnungsanlagen gemäß Sonstige-Energiegewinnungsbereiche-Verordnung – SoEnergieV) und Umsetzung im FEP

Gemäß dem WindSeeG sind die zur Erreichung des Ausbauziels (70 GW bis 2045) relevanten Offshore Windenergieanlagen an das Stromnetz anzuschließen (§ 1 Abs. 2 WindSeeG), d.h. Offshore Windenergieanlagen, die an Offshore-Elektrolyseure, aber nicht an das Stromnetz angeschlossen sind, werden nicht auf das 70-GW-Ziel angerechnet.

Um einen optimierten Ausbau der Offshore-Windenergie zu erreichen, der die Investitions- und Systemkosten senkt und zu einer effizienten Nutzung der verfügbaren Flächen beiträgt, sollten Ziele für die optimierte Offshore-Wasserstoffproduktion in der deutschen AWZ festgelegt werden. Beispielsweise könnten 10 GW Offshore Wasserstoffproduktionskapazität durch Elektrolyseure (Sonstigen Energiegewinnungsanlagen) bis spätestens 2045 als Ziel formuliert werden, sowie Offshore Windenergieanlagen, die (auch) an Offshore Elektrolyseure angeschlossen sind, dem bestehenden Ausbauziel für Offshore Windenergie zugerechnet werden. Diese Ziele wären im WindSeeG zu regeln und sodann im FEP umzusetzen.

(2) Einführung von kombinierten (hybriden) Anbindungskonzepten, d.h. Netzanschluss für Offshore-Elektrolyseure und Einführung von Sektorenkopplungsausschreibung

Der Stromanschluss von Elektrolyseuren zur Offshore Wasserstoffproduktion sollte gesetzlich zugelassen werden. Dadurch entsteht die Flexibilität, je nach Stromnachfrage und -angebot Strom in das Netz einzuspeisen oder Strom aus dem Netz zur Wasserstoffproduktion zu entnehmen. Der Stromnetzanschluss von Elektrolyseuren trägt dazu bei, die Effizienz des bestehenden Energiesystems zu steigern, da weniger Übertragungseinrichtungen effizienter

(durch höhere Auslastung [21]) genutzt werden und die Abregelung von Offshore Erzeugungsanlagen reduziert wird. Dies wiederum führt zu niedrigeren Energiekosten für Verbraucher.

Wir schlagen daher vor, dass künftige Ausschreibungen für Offshore-Windenergieanlagen in Zone 4 und 5 in Form von sog. „Sektorenkopplungsausschreibungen" erfolgen, d.h. dass künftige Offshore Windenergieanlagen sowohl (wenn auch nur mit einem Anteil ihrer Kapazität) an das Stromnetz, als auch an Offshore Elektrolyseure angeschlossen werden können. Ein solches kombiniertes (hybrides) Anbindungskonzept kann dazu beitragen, den künftigen Bedarf an grünem Wasserstoff anteilig zu befriedigen und das Kostensenkungspotential im Offshore-Netz zu heben. Weiterhin wird damit die Forderung im aktuellen Koalitionsvertrag umgesetzt.

(3) Klarstellung technologieneutraler Nutzbarkeit

Um eine kosteneffiziente Offshore Wasserstofferzeugung zu fördern, sollte der neue Rechtsrahmen eine Klarstellung enthalten, dass die bauliche Umsetzung von Offshore-Elektrolyseuren technologieneutral erfolgen kann. Marktteilnehmern wird so ermöglicht, die kosteneffizienteste Lösung für die Wasserstofferzeugung an dem jeweiligen Standort zu entwickeln. Wir schlagen daher vor, das WindSeeG klarstellend dahingehend zu ergänzen, dass Offshore-Elektrolyseure auch auf künstlichen Inseln errichtet werden können.

(4) Anpassung zur rechtssicheren Umsetzung der AquaDuctus-Pipeline

Für die Wasserstoffpipeline AquaDuctus bestehen derzeit rechtliche Unsicherheiten im WindSeeG, da es nur auf den Abschnitt zur Anbindung von SEN-1 anwendbar ist, nicht aber auf den weiterführenden Importabschnitt in der AWZ. Die Pipeline erfüllt jedoch eine Doppelfunktion – Anbindung und Import – was derzeit zwei Genehmigungsregime notwendig macht (WindSeeG und Bundesberggesetz (BbergG)). Diese Aufspaltung ist nicht sachgerecht und könnte zu Verzögerungen führen. Um die Planungssicherheit zu erhöhen und Verfahren zu beschleunigen, sollte das WindSeeG so angepasst werden, dass es auch auf grenzüberschreitende Importleitungen und den gesamten Verlauf von AquaDuctus in der AWZ anwendbar ist. Dazu gehören Änderungen im Anwendungsbereich (§ 1 WindSeeG) und die Gleichstellung der Transportinfrastruktur mit Windparks und Anbindungsleitungen im Sinne des überragenden öffentlichen Interesses. Zudem sollte das Bundesverwaltungsgericht als erstinstanzliche Zuständigkeit für Genehmigungsverfahren dieser Infrastruktur festgelegt werden – analog zu anderen Leitungsbauvorhaben.

D. Skalierung

1. Wie müsste der stufenweise Ausbau der Offshore-Elektrolyse unterstützt und politisch flankiert werden, um mittelfristig eine industrielle Skalierung zu ermöglichen?

[21] Seite 19, Abbildung 11: https://aquaventus.org/wp-content/uploads/2025/11/Frontier-Economics-Bericht-fuer-Aquaventus-Effiziente-Integration-von-Offshore-Windenergie-durch-Offshore-Wasserstoffproduktion-2025-11-24-stc.pdf

Der erfolgreiche Ausbau der Offshore-Elektrolyse erfordert eine systematische und politisch flankierte Hochlaufstrategie, die sich am technologischen Dreisprung orientiert, wie er z. B. in der E-Bridge-Studie (Abbildung 42, S. 73) dargestellt ist.[22] In der Demonstrationsphase (T_0–T_0+5 Jahre) findet der Start mit 1–3 Pilotprojekten statt, um den Betrieb unter realen Offshore-Bedingungen zu testen. Ziele sind die Erprobung technischer Schnittstellen, Wasseraufbereitung, Betriebssicherheit, Wartung und Netzintegration des Offshore-Elektrolyseurs. Dafür erforderlich sind eine gezielte Projektförderung und regulatorische Freiräume (Genehmigung, Umweltstandards, Marktintegration). Danach erfolgt die Skalierungsphase SEN-1 (T_0+6–10 Jahre) mit SEN-1 als erste großskalierte Ausschreibung von Offshore-Elektrolyse in Kombination mit Offshore-Wind. Das Ziel muss es sein den Aufbau von 1 GW Elektrolysekapazität als Baustein eines industriellen Hochlaufs zu etablieren. Dies erfordert eine klare Flächenzuweisung mit kombinierten Anschlusskonzepte und geeignete Förderinstrumenten. Für den Markthochlauf und die Marktintegration (ab T_0+10 Jahre) sind Ausschreibungen weiterer Flächen (in Zone 4 oder 5) und der parallele Ausbau der Infrastruktur (AquaDuctus) notwendig. Solch Ausschreibungen können schon zeitnah erfolgen und in Kombination mit der Flächenzuteilung in Zone 4 erfolgen.

Für die Umsetzung des technologischen Dreisprungs – dem Fahrplan zur stufenweisen Skalierung der Offshore-Wasserstoffproduktion – ist es essenziell, dass die ersten beiden Schritte politisch flankiert und gezielt unterstützt werden. Sowohl die Pilotprojekte (Schritt 1) als auch die Demonstratoren im SEN-1-Bereich (Schritt 2) bilden die technologische und regulatorische Grundlage für den späteren industriellen Hochlauf, welcher ohne eine Dauerförderung auskommen sollte. Bei allem ist der Startzeitpunkt T_0 ist entscheidend. Je früher die Piloten, bzw. Demonstratoren initiiert werden, desto früher kann skaliert werden.

Für den stufenweisen Ausbau sind folgende politische Maßnahmen notwendig:

1. Regulatorische Öffnung im WindSeeG: Zulassung kombinierter Anschlusskonzepte (Strom + H_2) im SEN-1-Bereich sowie in Zone 4 und 5 der AWZ.
2. Förderung von Piloten/ Demonstratoren, um den initialen Mehraufwand und Innovationsrisiken abzufedern.
3. Festlegung eines Ausbauziels für Offshore-Elektrolyse (z. B. 10 GW bis 2045), um Planungs- und Investitionssicherheit zu schaffen.
4. Integrierte Infrastrukturplanung (Sektorenkopplung, Energieinseln, H_2-Transport, AquaDuctus) mit europäischer Koordination.

Skalierung besteht aus Erfahrungswerten. Daher liefern auch Onshore-Elektrolyseure wichtige technische und wirtschaftliche Referenzwerte. Diese Erfahrungswerte können auf Offshore übertragen werden – mit notwendigen Anpassungen an salzhaltige Umgebung, höhere Wartungskosten und andere Betriebsbedingungen. Gleichzeitig ermöglicht Offshore-Wind eine deutlich höhere Auslastung der Elektrolyseure (>5.000 h/a), was langfristig zu besseren Skaleneffekten und Wirtschaftlichkeit führen kann.

[22] Seite 73, Abbildung 42: https://aquaventus.org/wp-content/uploads/2024/09/240829_AQV_Kurzstudie_DE.pdf

2. **Welche Herausforderungen sehen Sie bei der Ausbildung von Fachkräften für die Konstruktion, den Betrieb und die Wartung von Offshore-Wasserstoffanlagen?**

Aus Sicht der Branche ist die Fachkräftesicherung im Bereich Offshore-Wasserstoff weniger eine Herausforderung als vielmehr eine Chance für den Technologiestandort Deutschland. Alle notwendigen Kompetenzen und Ressourcen sind im Land bereits vorhanden – sei es im Bereich Offshore-Windenergie, im klassischen Maschinen- und Anlagenbau (u.a. dem Bau der Offshore-Elektrolyseure) oder in der Prozessindustrie. Hinzu kommen exzellente Referenzen aus der europäischen Offshore-Öl- und Gasindustrie, die über jahrzehntelange Erfahrung im Bau, Betrieb und der Wartung komplexer Anlagen unter maritimen Bedingungen verfügt.

Die Offshore-Windbranche hat bereits erfolgreich Ausbildungs-, Schulungs- und Sicherheitsstandards etabliert, die nun mit vergleichsweise geringem Anpassungsaufwand auf die Offshore-Wasserstoffproduktion übertragen werden können – etwa im Bereich Plattformbetrieb, Korrosionsschutz, Unterwassertechnik oder Remote-Monitoring. Die Entwicklung einer zielgerichteten Qualifizierungsstrategie (z. B. über bestehende Bildungscluster, IHKs, Technologiekonsortien oder Hochschulprogramme) kann zudem frühzeitig dazu beitragen, neue Berufsbilder entlang der gesamten Wertschöpfungskette – von Planung und Bau bis zur Wartung – zu definieren und mit Leben zu füllen.

Deutschland bringt alle Voraussetzungen mit, um die Fachkräftebasis für Offshore-Wasserstoffanlagen erfolgreich aufzubauen – aufbauend auf bestehenden Kompetenzen aus Offshore-Wind, Onshore-Elektrolyse (Maschinen- und Anlagenbau) und maritimer Industrie. Die Herausforderung liegt nicht im Mangel, sondern in der Koordination. Hier bietet sich die Chance, mit Weitblick und klarer Roadmap einen attraktiven Zukunftsarbeitsmarkt zu gestalten. Genau hier sieht auch der AquaVentus Förderverein seine Rolle und unterstützt die Mitgliedsunternehmen sowie die Branche.

3. **Welche Rolle spielt Offshore-Elektrolyse in einem kostenoptimalem Strom- und H2-Gesamtsystem 2045, insb. im Vergleich zu rein elektrischem Transport auf See?**

Die Offshore-Elektrolyse kann im Jahr 2045 eine zentrale Rolle in einem kostenoptimalen und integrierten Energiegesamtsystem spielen – nicht als Ersatz, sondern als systemdienliche Ergänzung zur elektrischen Anbindung. Ihre Vorteile liegen in der Optimierung von Netzinfrastruktur durch die Reduktion der Ausbaukosten in den weit entfernten Gebieten der AWZ, Sektorenkopplung als Einnahmenvergrößerung der Offshore-Windpark-Betreiber und Marktintegration.

Durch die Umwandlung von Strom zu Wasserstoff bereits auf See kann die Offshore-Elektrolyse dazu beitragen, Netzengpässe zu reduzieren, da nicht alle Energie durch Stromleitungen transportiert werden muss. Dies erlaubt eine bessere Nutzung von Windenergiepotenzialen und eine flexiblere Reaktion auf Netz- und Marktsignale, besonders bei Lastspitzen oder Abregelungen gepaart mit erheblichen Kosteneinsparungspotentialen. Integrierte Offshore-H_2-Erzeugung fördert die Sektorenkopplung direkt am Ort der

Primärenergieerzeugung – ein wichtiger Baustein für die Resilienz und Effizienz des Energiesystems.

Die Wirtschaftlichkeitsvorteile werden getragen durch Kosteneinsparungen im Gesamtsystem sowie der Integration in den schon existierenden Strommarkt. Mehrere Studien belegen den signifikanten ökonomischen Vorteil einer Offshore-Wasserstoffstrategie im Vergleich zu einem rein strombasierten Ansatz: Laut einer Studie von E-Bridge aus September 2024 ist ein Gesamtsystem mit Offshore-Elektrolyse um bis zu 31 Mrd. Euro kostengünstiger im Nettobarwert als rein strombasiertes Szenario bis 2045[23]. Die Frontier Economics-Studie aus November 2025 zeigt eine Einsparung von 1,7 Mrd. Euro[24] jährlich bei Integration von Offshore-H_2. Auch internationale Studien wie die des North Sea Wind Power Hub-Konsortiums[25] oder Analysen des Fraunhofer IEE[26] unterstreichen die systemische Relevanz und Wirtschaftlichkeit von Offshore-Elektrolyse im Zusammenspiel mit transeuropäischen Infrastrukturen.

Für Offshore-Windparkbetreiber eröffnet die Offshore-Elektrolyse die Möglichkeit zur zusätzlichen Vermarktung über zwei Pfade: Strom und Wasserstoff. Diese Ertragserweiterung und Risikostreuung ist ein entscheidender Hebel für Investitionsentscheidungen und stärkt die Marktintegration gemäß der 2. Schlüsselmaßnahme, wie sie vom BMWE im Zusammenhang mit der Veröffentlichung des Monitoringberichts gefordert wird[27].

Offshore-Elektrolyse ist nicht nur eine Lösung für deutsche Bedarfe, sondern auch ein Baustein für grenzüberschreitende Energiestrategien, etwa durch H_2-Exporte oder als Bestandteil eines vermaschten Netzsystems (meshed grid). Sie ist damit ein strategisches Element europäischer Energiepolitik, insbesondere in Kooperation mit Nordsee-Anrainern. Offshore-Elektrolyse ist damit ein integraler Bestandteil eines kostenoptimalen Energiesystems 2045. Sie reduziert Netzkosten, erhöht Systemflexibilität, schafft neue Erlösmodelle für Betreiber und unterstützt die sektorübergreifende Integration von Windenergie – mit nachgewiesenen Einsparpotenzialen im Milliardenbereich. Sie sollte daher strategisch gleichwertig mit der elektrischen Anbindung gedacht und muss daher politisch gefördert werden.

[23] https://aquaventus.org/wp-content/uploads/2024/09/240829_AQV_Kurzstudie_DE.pdf
[24] https://aquaventus.org/wp-content/uploads/2025/11/Frontier-Economics-Bericht-fuer-Aquaventus-Effiziente-Integration-von-Offshore-Windenergie-durch-Offshore-Wasserstoffproduktion-2025-11-24-stc.pdf
[25] https://northseawindpowerhub.eu/files/media/document/2024.06.24_NSWPH%20Pathway%20Study%202.0.pdf
[26] https://publica-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/4623eb2a-b3af-4d2e-8102-d4d28081be2d/content
[27] https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2025/09/20250915-monitoringbericht-zur-energiewende-vorgelegt-bundesministerin-katherina-reiche-schlaegt-zehn-schluesselmassnahmen-vor.html

2) Marktintegration und Ausschreibungen

Der AquaVentus Förderverein begrüßt die Auseinandersetzung mit der künftigen Marktintegration und Ausgestaltung der Ausschreibungsmechanismen für Offshore-Wind und Wasserstoff. Eine detaillierte Beantwortung der einzelnen Fragen erfolgt analog zu Punkt 1.1 nicht. Stattdessen möchten wir auf grundlegende Aspekte hinweisen, die aus Sicht der Offshore-Wasserstoffindustrie zentral sind.

Marktintegration

Zunächst muss sichergestellt werden, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland kontinuierlich fortgesetzt wird. Ohne einen stabilen Ausbaupfad für Offshore-Wind ist ein Hochlauf der Offshore-Wasserstoffproduktion nicht realistisch. Umgekehrt braucht die Offshore-Windindustrie langfristig die Perspektive einer Wasserstoffverwertung, um auch in höherer Ausbaukulisse wirtschaftlich tragfähig zu bleiben. Beide Sektoren sind aufeinander angewiesen und sollten daher in der Ausschreibungssystematik und Flächenplanung gemeinsam betrachtet werden. Zur erfolgreichen Marktintegration von Offshore-Wasserstoffprojekten bedarf es eines ausgewogenen Auktionsdesigns, das sowohl Investitionssicherheit bietet als auch marktliche Optionen zulässt. Ein zweiseitiger CfD kann hierbei ein zentrales Instrument zur Absicherung gegen Preisschwankungen sein, darf jedoch nicht zur Dauersubvention werden. Entscheidend ist, dass CfDs wettbewerblich ausgestaltet sind – etwa durch dynamische Auktionen und Begrenzungen wie „one lease per bidder", um Marktverzerrungen zu vermeiden.

Zudem sollte eine einmalige Opt-Out-Option aus dem CfD ermöglicht werden, um langfristige PPA-Modelle zu realisieren. Diese Option sollte jedoch ohne Rückkehroption („kein Opt-In") ausgestaltet sein, um Planbarkeit und Marktverantwortung zu gewährleisten. Wählt ein Projekt den Opt-Out, muss regulatorisch sichergestellt werden, dass die Generierung von Herkunftsnachweisen (HKN) sowie eine RFNBO-konforme Zertifizierung rechtssicher möglich sind. Hierzu bedarf es klarer Regelungen und eines transparenten Zertifizierungspfads. Eine Quersubventionierung von nicht wettbewerbsfähigen Konzepten über die Umlage muss vermieden werden. Auch bei möglichen Carve-Outs für Offshore-H_2-Projekte darf die Logik der Auktionen nicht unterlaufen werden: Der Zuschlag sollte weiterhin über den niedrigsten CfD-Strike-Preis erfolgen, um Effizienz und Systemkosten im Blick zu behalten.

Ausschreibungen

Ein zeitnaher Start von Ausschreibungen für Offshore-Wasserstoffprojekte ab 2027 – insbesondere auf der SEN-1-Fläche sowie in geeigneten Windflächen mit kombinierbaren Anschlusskonzepten – ist notwendig, um erste Skaleneffekte zu realisieren. Dabei sollten die Nutzung von Strommengen gemäß §13k EnWG ebenso berücksichtigt werden wie klare Regelungen zur Definition von Spitzenkappung und zur zulässigen Nutzung der daraus entstehenden Energiemengen. Strombeschaffungskriterien aus der EU-Richtlinie 2023/1184 als Bestandteil der 37ten Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV), etwa die Begrenzung des Day-Ahead-Preises auf 20 EUR/MWh oder die Preisrelation zum CO_2-Zertifikatepreis, sind

hier hilfreiche Anker. Die rechtsichere Interpretation sowie Anwendung müssen gewährleistet sein.

Hinsichtlich der Ausgestaltung von Ausschreibungen empfiehlt AquaVentus ein technologieneutrales Design, das auch Konzepte wie Offshore-Hubs oder Inseln zulässt. Der Wettbewerb zwischen verschiedenen Infrastrukturkonzepten – etwa Plattformlösungen gegenüber inselbasierten Ansätzen – sollte ausdrücklich ermöglicht werden. Um die Transportinfrastruktur rechtzeitig bereitstellen zu können, sind gezielte Vorinvestitionen in Wasserstoffpipelines unausweichlich. Darüber hinaus sollte die Einführung regulatorischer Überbauungspflichten (bspw. 20% Overplanting pauschal) vermieden werden. Diese kann in Ende sogar kontraproduktiv der ursprünglichen Zielsetzung sein, wenn damit Kompensationszahlungen an Offshore-Windpark-Betreiber fällig werden. Stattdessen sollten über das Auktionsdesign Anreize für eine systemdienliche Überbauung gesetzt werden, die sowohl Netzanschlüsse als auch Flächennutzung effizienter macht.

Damit kombinierte Strom- und Wasserstoffanschlüsse in den Zonen 4 und 5 perspektivisch realisiert werden können, muss das WindSeeG jetzt entsprechend angepasst werden und diese Anpassung schon der FEP-Planung (vermutlich im Jahr 2026) durch das BSH berücksichtigt werden. Nur so kann das BSH im FEP die Flächen vorausschauend planen – entweder durch Antizipation der Gesetzesänderung oder per klarer Weisung durch das BMWE.

Ein solches Modell würde dazu beitragen, die notwendigen Freiheitsgrade in der Planung und Projektentwicklung zu erhalten, ohne sich frühzeitig auf eine bestimmte Nutzung festlegen zu müssen. Gleichzeitig eröffnet es Raum für integrierte Infrastrukturansätze, wie etwa kombinierte Anschlusskonzepte mit Strom- und Wasserstoffleitungen. Ausschreibungen könnten dementsprechend so gestaltet sein, dass Bieter neben klassischen Windprojekten auch kombinierte Konzepte oder optional nachrüstbare Wasserstoffpfade anbieten können. Dies würde die Innovationsdynamik im Markt stärken und eine schrittweise Skalierung der Offshore-Wasserstoffwirtschaft ermöglichen – bei gleichzeitiger effizienter Flächennutzung und vorausschauender Infrastrukturplanung.

In Summe ist es zentral, dass die künftige Ausschreibungs- und Marktstruktur nicht nur auf die reine Stromvermarktung ausgelegt ist, sondern die Integration von Offshore-Wasserstoff von Anfang an mitdenkt und ermöglicht.

Der AquaVentus Förderverein steht für die weitere Ausgestaltung dieser Ansätze gerne als Gesprächspartner zur Verfügung.

Kontakt:
verein@aquaventus.org