

WindSeeG-Novelle: vier Änderungen, die die Offshore-Sektorenkopplung nutzbar machen

Unterlage für die Büros Rohwer MdB und Zobel MdB · AquaVentus Förderverein e.V. · 15. September 2026

Der Kabinettsentwurf vom 2. September 2026 öffnet die Offshore-Sektorenkopplung erstmals: Elektrolyseure auf See dürfen künftig an das Stromnetz. Das begrüßen wir ausdrücklich – der Entwurf setzt den Auftrag des Koalitionsvertrags von CDU, CSU und SPD zur hybriden Anbindung (Stromkabel und Wasserstoffleitung) konsequent um.

Damit diese Öffnung in der Praxis trägt, fehlen dem Entwurf vier Bausteine. Es geht nicht um eine Grundsatzdebatte und nicht um eine Abkehr vom 70-GW-Pfad, sondern um eng begrenzte Anpassungen bestehender Vorschriften. Der Kern des Anliegens ist ein Kostenargument: Kann Windstrom auf See wahlweise als Strom oder als Wasserstoff abtransportiert werden, steigt die Auslastung der sehr teuren Seekabel – nach der Modellierung von Frontier Economics von 52 auf 65 Prozent – und die Abregelung sinkt. Das senkt die Systemkosten und damit die Stromkosten für Industrie und Verbraucher. Hinzu kommt der industriepolitische Effekt: Die Wertschöpfung der Offshore-Elektrolyse entsteht dort, wo der regulatorische Rahmen sie zuerst zulässt.

1 Offshore-Elektrolyse auch auf Flächen ermöglichen – nicht nur in Bereichen

Befund	Der Netzanschluss von Elektrolyseuren ist nur innerhalb sonstiger Energiegewinnungsbereiche zulässig – und es existiert bislang genau ein solcher Bereich: SEN-1. Für die regulären Flächen , insbesondere in den noch nicht abschließend überplanten Zonen 4 und 5 (N-14, N-16, N-17, N-19, N-20), bleibt die Sektorenkopplung ausgeschlossen. Das BSH kann deshalb im Flächenentwicklungsplan keine zeitliche Reihung vorsehen und die Bundesnetzagentur den Nutzen im Netzentwicklungsplan nicht einpreisen: Der zweite NEP-Entwurf 2037/2045 klammert die Offshore-Elektrolyse ausdrücklich „mangels gesetzlichen Auftrags und regulatorischem Rahmen“ aus.
Vorschlag	Die Öffnung so fassen, dass eine sektorengekoppelte Nutzung auch auf Flächen möglich ist, und den Flächenentwicklungsplan beauftragen, hierfür Festlegungen zu treffen bzw. Netzanbindungskapazität und Trassenkorridore offenzuhalten (§ 4 Abs. 3, § 5 Abs. 1 WindSeeG). Zwei Folgeänderungen im EnWG sichern, dass Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan die Option rechnen (§ 12a Abs. 1, § 12b Abs. 1 EnWG).
Wirkung	Planung und Modellierung können die kostengünstigste Variante überhaupt erst ermitteln. Sonst wird Zone 4 und 5 auf eine reine Stromanbindung vorfestgelegt, bevor belastbare Erkenntnisse vorliegen – mit der Flächenausweisung werden die Anbindungsleitungen beauftragt, eine spätere Korrektur ist dann faktisch ausgeschlossen.

2 Windkapazität in sonstigen Energiegewinnungsbereichen auf das 70-GW-Ziel anrechnen

- Befund** Die Ausbauziele des § 1 Abs. 2 WindSeeG – 30 GW bis 2030, 40 GW bis 2035, 70 GW bis 2045 – werden bislang so gelesen, dass Windenergieanlagen innerhalb sonstiger Energiegewinnungsbereiche nicht mitzählen. Jede Ausweisung eines solchen Bereichs ist für das BSH damit ein Risiko für die eigene Zielerreichung; es wird sie im Zweifel meiden.
- Vorschlag** Klarstellen, dass netzangeschlossene Windenergieanlagen innerhalb sonstiger Energiegewinnungsbereiche angerechnet werden. Der Wortlaut stellt schon heute auf den Anlagentyp ab („installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden“), nicht auf die Art des Bereichs. Es genügt eine Einfügung: „..., einschließlich Windenergieanlagen auf See innerhalb sonstiger Energiegewinnungsbereiche, ...“
- Wirkung** Der Zielkonflikt entfällt, das BSH gewinnt planerischen Spielraum. **Das 70-GW-Ziel selbst bleibt unangetastet** – wir unterstützen es ausdrücklich. Zugleich ist dies der günstigste Weg dorthin: Die Windkapazität auf SEN-1 kann die bestehende Konverterplattform NOR-10-1 über eine 66-kV-Anbindung mitnutzen, statt ein zusätzliches Anbindungssystem zu erfordern (laut Gesetzesbegründung 5 bis 10 Mrd. Euro je System).

3 Anschlusspflicht der Übertragungsnetzbetreiber an bestehende Konverterstationen

- Befund** Der Entwurf erlaubt den Netzanschluss, begründet aber keinen Anspruch darauf – weder auf Anschluss noch auf Zuweisung von Netzanbindungskapazität. Ohne diesen Anspruch ist ein Vorhaben nicht finanzierbar; die Öffnung liefe leer.
- Vorschlag** Einen klaren, ggf. anteiligen und an den Flächenentwicklungsplan gebundenen Anspruch auf Anschluss und Kapazitätzuweisung schaffen (§ 3 Nr. 6 und Nr. 14 WindSeeG) und die korrespondierende Pflicht der anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber im EnWG verankern (§ 17d EnWG). Es geht um den Anschluss an **bereits vorhandene bzw. ohnehin geplante** Konverterstationen, nicht um zusätzliche Anbindungssysteme: SEN-1 liegt in Zone 3 direkt neben dem Anbindungssystem NOR-10 von Amprion; ein 66-kV-Anschluss an die Konverterplattform NOR-10-1 nutzt vorhandene Infrastruktur.
- Wirkung** Gleiche Spielregeln für hybride wie für reine Stromprojekte – und die im Entwurf angelegte Erprobung auf SEN-1 wird praktisch durchführbar.

4 Einheitliches Genehmigungsregime für Wasserstoffleitungen mit Anbindungs- und Importfunktion

- Befund** Leitungen wie AquaDuctus binden einen sonstigen Energiegewinnungsbereich an und transportieren zugleich Wasserstoff grenzüberschreitend. Für funktional und technisch zusammengehörende Abschnitte desselben Leitungssystems drohen damit unterschiedliche Genehmigungsregime – der Anbindungsabschnitt nach WindSeeG, der fortführende Transitabschnitt nach anderem Recht. Das führt zu parallelen, potenziell

kollidierenden Verfahren und gefährdet die zeitgleiche Inbetriebnahme des Gesamtsystems.

- Vorschlag** Wasserstoffleitungen mit Anbindungs- und Importfunktion einschließlich ihrer fortführenden Transitabschnitte innerhalb der deutschen AWZ einheitlich dem WindSeeG unterstellen. Anknüpfungspunkte: § 1 Abs. 3 (überragendes öffentliches Interesse), § 2 Abs. 1 Nr. 3 (Anwendungsbereich), § 3 (Legaldefinition der Transit-Rohrleitung), § 5 Abs. 2a (FEP-Festlegungen für fortführende Transit-Rohrleitungen), § 65 Abs. 1 (einheitliches Genehmigungsregime), § 69 Abs. 2 Satz 2 (Berücksichtigung im Zulassungsverfahren) und § 76 Abs. 1 WindSeeG (erstinstanzliche Zuständigkeit des Bundesverwaltungsgerichts). Die materiell-rechtlichen Anforderungen des Bundesberggesetzes an Transit-Rohrleitungen bleiben unberührt; die zuständige Bergbehörde ist frühzeitig zu beteiligen.
- Wirkung** Ein Verfahren statt zweier für ein Leitungssystem – mit klarer Zuständigkeit, kürzeren Zulassungszeiten und Rechtsschutz in einer Instanz. Nur so lassen sich die Anbindung von SEN-1 und der Aufbau der europäischen Wasserstoffinfrastruktur entlang der AquaDuctus-Route zeitlich zusammenführen.

Warum das System dadurch günstiger wird

- **Auslastung der Seekabel: 52 → 65 Prozent**, die Abregelung sinkt (*Frontier Economics, 2025*).
- **Systemkosten: bis zu 1,7 Mrd. Euro pro Jahr geringer** (*Frontier Economics*); kombinierte Anschlusskonzepte sparen gegenüber einem reinen HGÜ-Pfad bis zu 31 Mrd. Euro (*E-Bridge, 2024*).
- **Jedes vermiedene Anbindungssystem: 5 bis 10 Mrd. Euro** (*Gesetzesbegründung*) – und eine geringere Offshore-Netzumlage.

Für den Austausch am 22. September

- Wie sich die vier Änderungen im laufenden Verfahren einbringen lassen – aus unserer Sicht über einen eng gefassten Änderungsantrag der Koalitionsfraktionen.
- Warum keiner der Punkte den 70-GW-Pfad berührt, sondern ihn kostengünstiger erreichbar macht.
- Zeitplan und Voraussetzungen für SEN-1 sowie die Rolle des bestehenden Anbindungssystems NOR-10.

Wir sprechen in dieser Sache gemeinsam mit GASCADE und CIP und stellen zu allen vier Punkten ausformulierte Änderungsvorschläge bereit. Für Rückfragen oder eine Fassung zur Weitergabe im Kollegenkreis stehen wir jederzeit zur Verfügung.

Robert Seehawer · Geschäftsführer AquaVentus Förderverein e.V.
seehawer@aquaventus.org · +49 152 2634 9789

Quellen: Frontier Economics (2025), E-Bridge (2024) – aquaventus.org/downloads/studien | Lobbyregister-Nr. R004009.