

Fachgespräch der SPD-Bundestagsfraktion zum Windenergie-auf-See-Gesetz vom 24.09.2026

Der DWV bedankt sich für die Möglichkeit der Abgabe einer Stellungnahme.

Die hybride Anbindung von Offshore-Windparks ist kein Sonderfall, sondern eine effiziente Lösung zur Bewältigung der Energiewende. Der Entwurf zur Änderung des WindSeeG sollte in diesem Sinne ausgestaltet sein. Hierzu bedarf es aus unserer Sicht noch einer Reihe an Änderungen.

Folgende Hinweise möchten wir mit in die parlamentarischen Beratungen geben:

1. Die aktuelle Ausgestaltung des Entwurfs läuft ins Leere, wenn die sonstigen Energiegewinnungsbereiche durch das BSH in Frage gestellt werden (vgl. 2. Änderungsverfahren des FEP 2025).

Der FEP greift das Thema Offshore Elektrolyse nicht ausreichend auf und ist insofern problematisch, als das zwei der vorgeschlagenen Szenarien zur Weiterentwicklung des Flächenentwicklungsplans 2025 SEN-1 entweder in anderen Flächen aufgehen lassen oder aber drastisch verkleinern, sodass nur noch weniger Möglichkeiten zur Einrichtung einer bspw. 250 MW-Elektrolyseplattformen ermöglicht.

Sollte der SEN-1-Bereich in einer anderen Fläche (wie beispielsweise von 10-1 oder 10-2) aufgehen, wäre die Wasserstoffproduktion auf See nicht mehr erlaubt, da der entsprechend ausgewiesene sonstige Energiegewinnungsbereich verschwinden würde und Teil einer Fläche, auf der das hybride Anschlussverbot nicht aufgehoben wird.

Nach geltendem WindSeeG ist Offshore-Sektorenkopplung (kombinierte Strom- und Wasserstoffproduktion) ausschließlich in Bereichen (wie SEN-1) zulässig, nicht jedoch auf regulären Flächen wie N-10.1. Diese Unterscheidung ist ein erhebliches strukturelles Hindernis für den Hochlauf der Offshore-Wasserstoffwirtschaft. Sollte im Rahmen von Option 3 die gesamte SEN-1-Fläche in N-10.1 aufgehen, entfielen damit automatisch die Möglichkeit der Sektorenkopplung auf dieser Fläche — Das wäre auch mit der jetzt vorgeschlagenen Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes gleichbleibend. Die Gesetzesnovelle würde in dieser Hinsicht also ins Leere laufen.

Für den Moment wäre entscheidend, dass der SEN-1-Bereich so zugeschnitten bleibt, wie er derzeit ist, um die Aussicht auf die Errichtung von bis zu zwei Elektrolyseplattformen zu ermöglichen. Das ist entscheidend, um die Technologie zu erproben und Erfahrungen zu sammeln.

Wir fordern zusätzlich eine Änderung des WindSeeG, die kombinierte Anschlusskonzepte explizit auch auf Flächen ermöglicht — nicht nur in sonstigen Energiegewinnungsbereichen. Das ist ebenfalls wichtig, um auch eine Perspektive für die Offshore-Elektrolyse in den Zonen 4 und 5 zu bieten (insb. Flächen N-14, N-16 und N-19).

Unsere Forderung:

- **Öffnung der hybriden Anbindung für Flächen, nicht nur sonstige Energiegewinnungsbereiche zur Schaffung einer Perspektive.**
- **Beibehaltung des SEN 1-Bereichs zur Planungssicherheit.**

2. Es braucht einen regulatorischen Pfad für die Modellierbarkeit der Offshore Elektrolyse durch die Bundesnetzagentur, insbesondere in den Zonen 4 und 5. Den gibt es nur, wenn die Beschränkung auf die sonstigen Energiegewinnungsbereiche entfällt.

Der Entwurf verzichtet bewusst auf eine generelle Öffnung aller Flächen für Offshore-Elektrolyse und begrenzt die Regelung stattdessen auf den bestehenden Sonstigen Energiegewinnungsbereich SEN-1. Das bringt jedoch ein Problem mit sich: Der zweite Entwurf des Netzentwicklungsplans 2037/2045 bezieht die Offshore-Elektrolyse "mangels gesetzlichen Auftrags und regulatorischem Rahmen" nicht in die Netzplanung mit ein und bezeichnet dieses als "doppelte regulatorische Lücke". Weder eine zeitliche Reihung im FEP noch eine Berücksichtigung der Offshore-H₂-Option im NEP sind so möglich.

Diese Lücke besteht mit dem vorliegenden Referentenentwurf für Zone 4 und 5 fort – sie wird durch die Beschränkung auf SEN-1 nicht geschlossen, sondern zwangsläufig aufrechterhalten: Solange das Gesetz die Anbindung von Elektrolyseuren ausschließlich auf den einen bestehenden Sonstigen Energiegewinnungsbereich beschränkt, kann die BNetzA den systemischen Nutzen der Offshore-Sektorenkopplung in den Zonen 4 und 5 nicht in die NEP-Modellierung einpreisen. Das hemmt Innovation und den Aufbau von Wertschöpfung entlang der Offshore-Wasserstoff-Wertschöpfungskette in Deutschland. Der Nutzen erscheint aus unserer Sicht aber evident: 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 im 70 GW-Szenario von 52 auf 65 Prozent – und die Abregelung sinkt. Es wird damit gerechnet, dass dies Systemkosten von jährlich 1,7 Milliarden Euro in den Zonen 4 und 5 vermeiden kann – damit muss die Offshore-Netzumlage nicht so stark steigen, was Industrie und Verbraucher schont¹.

Eine Ausweitung der Offshore-Sektorenkopplung auf weitere Gebiete und Flächen – entsprechend dem technologischen Reifegrad, der sich aus der Erprobung auf SEN-1 ergibt – kann folglich nicht durch eine fortgesetzte Beschränkung erreicht werden, sondern ausschließlich durch eine weitere gesetzliche Öffnung in einem nachfolgenden Novellierungsschritt. Auch dies spricht gegen eine Beschränkung der hybriden Anbindung auf die sonstigen Energiegewinnungsbereiche. Die jetzige Novelle ist die beste Gelegenheit dafür, hier eine implizite Vorfestlegung auf eine reine Kabelanbindung zu verhindern.

Unsere Forderung:

- **Öffnung der hybriden Anbindung für Flächen, nicht nur sonstige Energiegewinnungsbereiche, damit die BNetzA modellieren und das BSH weiter flächenplanerisch handeln kann.**
- **Dazu ergänzende Anpassungen im EnWG zum Auftrag zur Erstellung des Szenariorahmens/NEP.**

¹ <https://www.frontier-economics.com/media/ag3lbza4/frontier-economics-bericht-fuer-aquaventus-effiziente-integration-von-offshore-windenergie-durch-offshore-wasserstoffproduktion-2025-11-19-stc.pdf>

3. Anrechenbarkeit der Offshore-Winderzeugung in den sonstigen Energiegewinnungsbereichen auf das 70 GW Ziel

Der DWV unterstützt ausdrücklich, dass das gesetzliche Ausbauziel von 70 GW Offshore-Wind bis 2045 unangetastet bleibt. Zugleich weisen wir darauf hin, dass die Frage, wo der für die Wasserstoffproduktion benötigte Strom aufbereitet wird, erhebliche Kostenfolgen hat. Eine Wasserstoffstrategie, die Offshore-Elektrolyse aus Prinzip ausschließt, treibt damit nicht nur die Systemkosten und Energiepreise in die Höhe, sondern bremst auch die technologische Innovationskraft der deutschen Offshore-Industrie.

Wir möchten daher anregen, die Windenergiekapazität, die künftig innerhalb sonstiger Energiegewinnungsbereiche wie SEN-1 errichtet wird, ausdrücklich auf das 70-GW-Ausbauziel nach §1 Absatz 2 WindSeeG anzurechnen. Hier müsste eine Klarstellung erfolgen, dass auch Windenergieanlagen auf See innerhalb sonstiger Energiegewinnungsbereiche mit von dem Ziel umfasst sind. Noch besser wäre eine Perspektive für die weitere Erprobung von Offshore-Elektrolyse für die Skalierung: So könnte ein Teil des 70 GW-Ziels für Flächen mit hybrider Anbindung oder weitere sonstige Energiegewinnungsbereiche reserviert werden. Wird eine solche Vorfestlegung nicht mit ausreichend Vorlauf getroffen, droht eine Pfadabhängigkeit zugunsten reiner Kabelanbindungen.

Unsere Forderung:

- **Klarstellung im WindSeeG, dass Kapazität in den SEN-Bereichen auf 70GW Ziel anrechenbar ist.**

4. Die Umstellung auf CfDs sollte auch im zweistufigen Gebotsverfahren ermöglichen, in Übereinstimmung mit den europäischen Regularien grünen Wasserstoff/RFNBO herzustellen.

Der Fördermechanismus im WindSeeG sieht vor, dass in der zweiten Gebotsrunde ein zweiseitiger CfD greift, welcher die sich an den Vorgaben des aktuell in der Ausgestaltung befindlichen EEG übernimmt. Kann ein Projekt nicht ohne Förderung umgesetzt werden, kann sich um einen CfD bemüht werden.

Das EEG sieht mit § 21e eine Opt-Out-Möglichkeit aus der EEG-Förderung innerhalb der ersten zehn Betriebsjahre mit Wirkung für die verbleibende Förderlaufzeit vor. Es muss also schon zum Ausschreibungszeitraum entschieden werden, ob man sich marktlich finanzieren oder aber in die Förderung will.

Das erschwert aber das Zustandekommen des PPA-Marktes, der aufgrund der europäischen Regularien für die Herstellung von RFNBO entscheidend ist. Elektrolyseure müssen ihren Strom aufgrund der europäischen Regularien schon ab dem 1.1.2028 aus ungeförder-ten Anlagen über einen PPA beziehen. Der Strom aus einer CfD-geförderten Anlage scheidet also für die Herstellung von grünem Wasserstoff aus.

Anstelle des Opt-Outs wäre daher ein Modell passender, bei dem Anlagenbetreiber in den ersten Betriebsjahren trotz Zuschlags freiwillig auf die EEG-Förderung verzichten und ihren Strom über PPAs oder andere Marktinstrumente vermarkten können. Die staatliche Absicherung über das CfD-/EEG-System würde erst in den darauffolgenden Jahren greifen. Es ginge dann darum, in den ersten Betriebsjahren marktlich finanziert zu sein, um dann später in die Förderung als Absicherung zu rutschen. Bei einer angenommenen Betriebsdauer von 30 Jahren könnte somit die Hälfte des Stroms förderfrei vermarktet werden (In den Jahren 1-5 („Frontjahre“ sowie 21-30). Somit entstünde Transparenz, was die Risikobewertung durch Investoren und Ratingagenturen erleichtern würde.

Da Offshore Wind ein wichtiger PPA-Markt ist und auch für den Strombezug von Elektrolyseuren eine wichtige Rolle spielt, sollte zumindest im WindSeeG die Möglichkeit bestehen, in den Frontjahren einen PPA außerhalb der Förderung abzuschließen. Andernfalls wäre die Strombeschaffung nach den Strombezugskriterien für RFNBO in Deutschland massiv erschwert, was uns im europäischen Vergleich wieder ins Hintertreffen geraten lassen würde. Es ist wichtig, dass Deutschland sich durch die Besonderheiten seiner EE-Förderung hier nicht selbst im Weg steht, sondern ein wirtschaftlich wettbewerbsfähiger Standort für die Produktion von Wasserstoff sein kann.

Unsere Forderung:

- **Die EEG-Förderung sollte in den Frontjahren zurückstellbar sein, um den PPA-Markt zu stärken bei gleichzeitiger Absicherung der Projekte.**