

WindSeeG-Novelle 2026

4-Punkte für mehr Effizienz und Bezahlbarkeit beim Ausbau von Offshore-Windenergie in Deutschland

Dank ihres hohen Kapazitätsfaktors ist die Offshore-Windenergie nahezu grundlastfähig. Sie stärkt die Versorgungssicherheit und reduziert Deutschlands Abhängigkeit von fossilen Brennstoffimporten. Deutschland setzt daher seit Jahren auf einen ambitionierten Ausbau als zentrales Element der Energiewende. Doch dieser Erfolg steht derzeit auf der Kippe: Die Auktionsrunde ohne Gebote im August 2025 verdeutlichte, dass das aktuelle Ausschreibungssystem, die Flächenzuteilung und die Ausbaupläne die Fortschritte des letzten Jahrzehnts gefährden.

Die Offshore-Windenergie erreicht weltweit im Durchschnitt etwa 4.000 Volllaststunden (VLS) – an besonders ertragreichen Standorten können es bis zu 5.000 VLS sein. Obwohl die Nordsee zu den besten Windstandorten weltweit zählt, werden in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) in den letzten Jahren Offshore-Windprojekte entwickelt, die im Durchschnitt lediglich 3.000 VLS – in manchen Fällen sogar nur 2.400 VLS erreichen¹. Dies liegt an einer zu engen und unflexiblen Bebauung, und dem Mangel an grenzüberschreitend abgestimmter Flächenplanung.

Dennoch waren Investoren zunächst bereit, im Rahmen der zweiten Gebotskomponente die höchsten Konzessionszahlungen weltweit zu leisten. Was zunächst als Erfolg erschien, offenbart bei genauerer Betrachtung jedoch ein riskantes Kalkül: Hohe Konzessionszahlungen können nur durch dauerhaft hohe Strompreise refinanziert werden. Damit wird langfristig ein Preisniveau festgelegt, das die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie gefährdet. Ob alle in den letzten Jahren bezuschlagten Projekte tatsächlich gebaut werden, bleibt abzuwarten. Deutschland braucht daher jetzt einen Perspektivwechsel hin zu mehr Effizienz und Bezahlbarkeit.

(1) Mit 55 GW in Deutschland zurück zu 4.000 Volllaststunden

Je höher die Volllaststunden eines Offshore-Windparks sind, desto kosteneffizienter gestaltet sich nicht nur der Ausbau, sondern auch die resultierenden Stromkosten für Wirtschaft und Industrie. Um zukünftig den Zielwert 4.000 VLS zu erreichen, muss die Leistungsdichte von aktuell 9 MW pro km² auf 5 bis 7 MW pro km² gesenkt werden.

Durch den stärkeren Fokus auf Flächenertrag und Kosteneffizienz könnte in der deutschen AWZ bis 2045 eine installierte Offshore-Windenergie-Kapazität von 55 GW erreicht werden. Weitere Strommengen aus der Offshore-Windenergie, die für den Strombedarf der deutschen Industrie benötigt werden, sollten kosteneffizient in Nachbarländern wie Dänemark ausgebaut und radial nach Deutschland angeschlossen werden.

(2) 15 GW aus Dänemark an Deutschland anbinden

Der 3. Nordseegipfel im Januar 2026 verdeutlichte einmal mehr: Es ist an der Zeit, europäisch zu denken und zu handeln. Denn eine effiziente Entwicklung der Nord- und Ostsee ist nur durch eine gemeinsame Planung Deutschlands mit seinen Nachbarstaaten möglich.

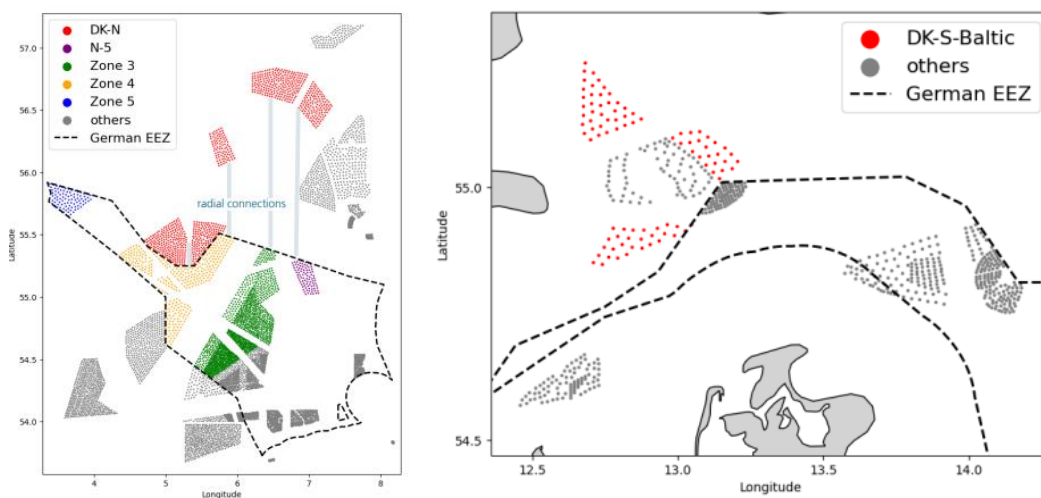
Derzeit findet jedoch lediglich eine nationale Flächenplanung statt; eine verpflichtende Konsultation oder Zusammenarbeit zwischen Nachbarländern existiert nicht. In der Folge bleiben grenzüberschreitende Abschattungseffekte in nationalen Planungen häufig unberücksichtigt.

¹ Zum Vergleich: Onshore-Windparks erreichen in Deutschland an guten Standorten 2.000 VLS und mehr.

Gleichzeitig könnte Deutschland durch radiale Anbindungen wirtschaftlich attraktive Flächen in den Nachbarländern erschließen.

Eine Verschiebung von 10 bis 20 GW in benachbarte Gebiete würde laut Fraunhofer IWES sowohl einen effizienteren Ausbau innerhalb der deutschen Nordsee als auch die Nutzung hoch effizienter dänischer Standorte ermöglichen. Die Volllaststunden könnten so im Durchschnitt um 6 bis 13 Prozent erhöht werden – mit weiteren positiven Folgeeffekten bspw. für die Energieinfrastruktur an Land. Folglich könnte durch die Anbindung dänischer Flächen Deutschlands 70 GW-Ausbauziel mit einer höheren Effizienz erreicht werden.²

Höhere Netzanbindungskosten würden dabei durch die höhere parkspezifische Erzeugung deutlich überkompensiert. Insgesamt ließen sich so die durchschnittlichen Kosten pro erzeugter Megawattsunde um 6 bis 11 Prozent senken.



Fraunhofer IWES (2026): International Optimization of Full Load Hours in the German Bight – Cross-Border Radials

(3) Reform des Offshore-Ausschreibungsdesigns

In Großbritannien hat sich über Jahre gezeigt, dass zweiseitige Differenzkontrakte (two-sided CfDs) die Stromgestehungskosten erheblich senken können. Entscheidend ist dabei weniger die gesicherte Stromabnahme als vielmehr die Reduzierung der inzwischen sehr hohen Finanzierungskosten. Insbesondere bei hocheffizienten Offshore-Windparks ergibt sich daraus ein gesellschaftlicher Vorteil: Sinkende Finanzierungskosten können direkt zu niedrigeren Stromkosten führen, von denen Verbraucher und Industrie profitieren.

Betrachtet man die Finanzierungskosten, so liegen diese bei Offshore-Windparkprojekten deutlich höher als bei Netzanbindungen. Langfristige sogenannte „bankable“ Contracts for Difference (CfDs) können Risikoprämien reduzieren und zugleich höhere Fremdkapitalquoten ermöglichen. Durch die Einführung zweiseitiger Differenzkontrakte könnten daher die gewichteten Finanzierungskosten um etwa zwei Prozentpunkte sinken, was wiederum eine Verringerung der Stromgestehungskosten (LCOE) um bis zu 15 % bedeuten würde.³

Eine Reform des deutschen Ausschreibungssystems hin zu zweiseitigen Differenzkontrakten (two-sided CfDs) ist daher dringend geboten und wird sowohl von der Offshore-Windindustrie als auch von

² Fraunhofer IWES (2026): International Optimization of Full Load Hours in the German Bight – Cross-Border Radials

³ Orsted (2025): Offshore Wind at a Crossroads

Netzbetreibern und industriellen Stromabnehmern unterstützt.⁴ Dabei gilt es jedoch, einige zentrale Ausgestaltungsdetails zu berücksichtigen:

- Indexierung analog zum Verbraucherpreisindex
- Laufzeit des CfDs von 20 Jahren
- Langfristig produktionsunabhängige Ausgestaltung
- CfD-only-Modell: keine zusätzlichen Gebotskomponenten, kein mehrstufiges Modell, da sonst die Vorteile von zweiseitigen Differenzkontrakten nur in Teilen gehoben werden können.

(4) Koordinierten Weiterbetrieb bestehender Offshore-Windparks ermöglichen

Die Genehmigungen der ersten großen Offshore-Windparks laufen ab 2040 aus. Ohne eine klare Regelung würde dies einen ineffizienten Rückbau der Anlagen zur Folge haben.

Aktuellen Analysen des Fraunhofer IWES zufolge gilt eine Betriebszeit von bis zu 35 Jahren (im Vergleich zu den bisher genehmigten 25 Jahren oder weniger) als sinnvoll. Die Bundesregierung sollte daher frühzeitig die Möglichkeit eines koordinierten Weiterbetriebs prüfen, denn der Weiterbetrieb ist nicht nur technisch möglich, sondern auch volkswirtschaftlich vorteilhaft.⁵ Ein Weiterbetrieb bietet zudem das Potenzial, Netzkosten über einen längeren Zeitraum zu verteilen, mögliche Engpässe in den Lieferketten abzumildern und die Umweltbilanz weiter zu verbessern.

⁴ BDEW (2025): Handlungsempfehlungen des BDEW für die 21. Legislaturperiode; BWE (2025): Wind. Wirtschaft. Wohlstand. Kapitel 8 mit Unterstützung des BWO sowie Stiftung Offshore-Windenergie

⁵ Fraunhofer IWES (2025): Evaluation verschiedener Weiterbetriebs- und Nachnutzungsszenarien von Offshore Windparks und Offshore-Netzanbindungssystemen in der Deutschen Bucht; BDEW (2024): Weiterbetrieb Offshore-Windenergieanlagen und Netzanbindungssysteme;