Bundesverband Windenergie
Offshore e.V.
Spreeufer 5, 10178 Berlin
www.bwo-offshorewind.de

20. August 2025

Diskussionspapier

Stärkung des Markt- und Investitionsrahmens für Offshore-Wind

Der Bundesverband Windenergie Offshore (BWO) ist die politische Interessenvertretung der Offshore-Wind-Branche in Deutschland. Er bündelt die fachliche Expertise der Unternehmen entlang der gesamten Wertschöpfungskette, von den Herstellern über die Entwickler und Betreiber bis hin zu den Dienstleistern der Offshore-Windenergie. Für Politik und Behörden auf Bundes- und Landesebene ist der BWO zentraler Ansprechpartner zu allen Fragen der Windenergie auf See.

Der BWO ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen.
Bei der Interessenvertretung legt er den anerkannten Verhaltenscodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu), im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000252. Registereintrag europäisch: 296004739705-29

Inhalt

1. EINLEITUNG 3

2. AUSBAUZIELE STABIL HALTEN 4

2.1 INVESTITIONSSTANDORT STÄRKEN, KOSTEN SENKEN 4
2.2 OFFSHORE-WINDENERGIE IM ERZEUGUNGSMIX DER ZUKUNFT 4

3. EINFÜHRUNG VON ZWEISEITIGEN CFD 6

3.1 WARUM ZWEISEITIGE CFD? 6
3.2 PPA UND CFD – ZWEI SEITEN EINER MEDAILLE 7
3.3 PARAMETRISIERUNG DES CFD 7
3.3.1 PRODUKTIONSABHÄNGIG VS. PRODUKTIONSUNABHÄNGIGER CFD 7
3.3.2 INDEXIERUNG DES CFD 9
3.3.3 LAUFZEIT DES CFD: 15-20 JAHRE 10
3.3.4 FRÜHER OPT-OUT DARF SYSTEM NICHT BELASTEN: 11
3.4 ZWEI WEGE ZUR EINFÜHRUNG VON CFD 11
3.4.1 LÖSUNGSVORSCHLAG 1: „ZWEISÄULENMODELL“ 11
3.4.2 LÖSUNGSVORSCHLAG 2: „ZWEISTUFENMODELL“ 11
3.4.3 GEGENÜBERSTELLUNG: ZWEI-SÄULENMODELL VS. ZWEI-STUFENMODELL 12

4 FOKUS AUF ENERGIEERTRÄGE UND SYSTEMEFFIZIENZ 12

5 REALISIERUNGSBEDINGUNGEN FÜR OWP ANPASSEN 12

6 LAUFZEIT: OFFSHORE-WINDPARKS LÄNGER BETREIBEN 14

6.1 WEITERBETRIEB ÜBER DIE URSPRÜNGLICHE LAUFZEIT HINAUS 15
6.2 OFFSHORE-WINDPARKS KÜNFTIG DIREKT FÜR 35 JAHRE AUSSCHREIBEN UND GENEHMIGEN 16

7 RADIALE ANBINDUNG VON OWP IN NACHBARSTAATEN 16

1. Einleitung

Offshore-Windenergie verbindet hohe Erzeugungsstetigkeit mit planbarer Leistung und ist damit zentrales Rückgrat eines dekarbonisierten Stromsystems in Deutschland. Über See wehen die Winde gleichmäßiger und stärker als an Land; daraus resultieren deutlich höhere Kapazitätsfaktoren und ein glatterer Einspeiseverlauf, insbesondere in den windreichen Nacht- und Wintermonaten, in denen Photovoltaik kaum beiträgt und die Last hoch ist. Gegenüber anderen Energieträgern liefert Offshore eine besser prognostizierbare, weniger korrelierte Erzeugung und reduziert so die Residuallastspitzen. Andere ähnlich stabile Erzeugungsoptionen sind in Deutschland nur begrenzt skalierbar (Biomasse nachhaltig limitiert, Wasserkraft ausgebaut, Geothermie regional), während fossiles Gas Import- und CO_2-Preisrisiken birgt und Kernenergie politisch nicht mehr zur Verfügung steht.

Für die Versorgungssicherheit zählen zudem Systemdienstleistungen: moderne Offshore-Parks können über leistungselektronische Schnittstellen Frequenzstützung, Blindleistung und Spannungsregelung bereitstellen und über HVDC-Anbindungen netzstützend integriert werden. Kostenseitig hat Offshore dank größerer Turbinen, Serienfertigung und effizienter Logistik stark degressiert und ist heute – insbesondere mit risikoarmen Vergütungsmodellen wie CfDs – im Lebenszyklusvergleich wettbewerbsfähig zu neuen Gas- und Kernkraftwerken und eine sinnvolle Ergänzung zu PV und Onshore Wind.

Kurz: Offshore-Wind diversifiziert den Erzeugungsmix, senkt Importabhängigkeiten, stabilisiert das System genau dann, wenn es am meisten benötigt wird, und liefert dies zu wettbewerbsfähigen Kosten.

Doch die Offshore-Windenergie-Branche steht vor Herausforderungen:

- Knappheiten von Rohstoffen und Komponenten, fragile Lieferketten und mangelnder Wettbewerb im Herstellermarkt führen zu Kostensteigerungen.
- Marktunsicherheit: Jüngste Strompreisprognosen deuten auf niedrigere Erlöse hin, die Erlöse aus (noch nicht abgeschlossenen) PPA-Verträge sind zum Zeitpunkt der Auktion unsicher. Dies erhöht die Kapitalkosten von Projekten und erschwert die Refinanzierung.
- Regulatorische Risiken: EU-Energiemarktrichtlinie, NZIA, CBAM, Overplanting, zu kurze Realisierungsfristen in Verbindung mit nicht sachgerechten Pönalen und Sicherheitsleistungen schaffen Unsicherheit, belasten die Projektwirtschaftlichkeit mit Kosten, die durch die Entwickler nicht beeinflusst werden können und erhöhen dadurch die Kapitalkosten.

Der aktuelle Investitionsrahmen passt nicht mehr zu den geänderten Rahmenbedingungen. Das ursprünglich im Jahr 2017 eingeführte WindSeeG sowie die Novellierung aus dem Jahr 2020 konnten wesentliche Entwicklungen wie die Dynamik des europäischen Marktes und neue technologische Optionen noch nicht umfassend berücksichtigen. Andere Staaten passen inzwischen ihre Investitionsrahmen an, während Deutschland hinterherzulaufen droht. Das Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) sowie weitere relevante offshore-bezogene rechtliche Rahmenbedingungen bedürfen daher einer grundlegenden Weiterentwicklung, um den aktuellen und zukünftigen Anforderungen gerecht zu werden.

Vor diesem Hintergrund besteht ein dringender Reformbedarf, der durch neue europäische Vorgaben weiter verstärkt wird. Hierzu zählen vor allem die EU-Strombinnenmarktreform und der Net-Zero Industry Act (NZIA). Diese Instrumente setzen teilweise andere Prioritäten als das WindSeeG 2023, was eine Angleichung der deutschen Gesetzgebung an die europäischen Zielsetzungen – etwa im Hinblick auf das Auktionsdesign, Präqualifikationsanforderungen, Zuschlagskriterien und Offshore-Wasserstoffnetze – dringend erforderlich macht.

Im Mittelpunkt der Reform muss aus Sicht des BWO die Kosteneffizienz stehen – sowohl aus technischer als auch aus wirtschaftlicher und systemischer Perspektive. Der Grund: Die aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen haben in Verbindung mit den geopolitischen Entwicklungen dazu geführt, dass Investitions- und Systemkosten signifikant gestiegen sind. In der Folge scheiterten die Ausschreibungen der Offshore-Windenergie-Flächen im August 2025.

Folgende Maßnahmen zur Kostenreduktion werden vorgeschlagen:

Maßnahme	Wirkung
Ausbauziele aufrechterhalten	Investitions- und Planungssicherheit sind Grundlage die vorgelagerte Wertschöpfungskette; dies senkt Kapitalkosten, stärkt heimische Wertschöpfung und erhöht den Wettbewerb bei Großkomponenten; Ergebnis: Kostenreduktion.
Einführung zweiseitiger CFD	Die Reduktion langfristiger Erlösrisiken reduziert Kapitalkosten und führt zur Senkung der Stromerzeugungskosten um bis zu 30 Prozent
Ermöglichung radialer Anbindung von OWP in Europäischen Nachbarstaaten	Ermöglicht die Erschließung besonders effizienter Flächen und senkt im Ergebnis die Stromerzeugungskosten um bis zu 20 Prozent gegenüber einer Bebauung ausschließlich in der deutschen AWZ.
Fristen und Pönalisierung anpassen	Reduziert Investitionsrisiken bei gleichzeitiger Gewährleistung der Projektrealisierung; à senkt Kapitalkosten.
Laufzeit: Weiterbetrieb bestehender Anlagen ermöglichen und neue Anlagen für 35 Jahre genehmigen	Reduziert Stromerzeugungskosten pro Kilowattstunde; volkswirtschaftliche Vorteile durch eine längere Nutzung von Anlagen und Netzanbindung und zudem Reduktion von Leerlaufzeiten von Flächen wegen z.B. Abriss und Neubau.

2. Ausbauziele stabil halten

2.1 Investitionsstandort stärken, Kosten senken

Planungssicherheit ist ein wichtiger Schlüssel für Kosteneffizienz. Eine verlässliche 70-GW-Perspektive ohne kurzfristige Eingriffe bis 2045 schafft die kritische Masse, damit Hersteller von Komponenten und Konvertern in deutsche und europäische Produktionsstätten investieren. Jeder zusätzliche Akteur verstärkt den Preiswettbewerb; größere Serien treiben Lernkurveneffekte und die Produktionseffizienz. Das stärkt die europäische Resilienz und zahlt in doppelter Hinsicht auf das Kosteneffizienz-Ziel ein:

- Kapitalgeber sehen sinkende CAPEX-Risiken, stabilere Cashflows und damit bessere Debt-Terms.
- Stromverbraucher profitieren über sinkende Komponentenpreise, geringere Finanzierungskosten und die systemisch niedrigen Integrationskosten von Offshore-Wind (saisonale Korrelation mit Winterlast, keine Verteilnetzverstärkungen nötig).

Kontinuität erzeugt Investitionen in Fertigungskapazitäten und Wettbewerb, Wettbewerb senkt Kosten.

2.2 Offshore-Windenergie im Erzeugungsmix der Zukunft

Die Bundesregierung lässt aktuell den künftigen Strombedarf durch das Energiewissenschaftliche Institut in Köln (EWI) wissenschaftlich neu abschätzen. Aus den Ergebnissen wird eine Debatte über den „optimalen“ Erzeugungsmix folgen.

Die Offshore-Windenergiebranche hat bereits 2017 gezeigt, dass sie sich am Markt behaupten kann und ist seither sehr gut aufgestellt:
In der ersten deutschen Offshore-Wind-Auktion im April 2017 gingen erstmals drei Projekte mit einem Gebotswert von 0,00 ct/kWh als Sieger hervor:

Projekt	Entwickler	Leistung
OWP West	Ørsted (damals DONG Energy)	240 MW
Borkum Riffgrund West 2	Ørsted	240 MW
He Dreiht	EnBW	900 MW

Damit sind diese drei Offshore-Windparks die ersten in Deutschland, die ganz ohne staatliche Förderung auskamen. Seit 2023 haben weitere OWP-Entwickler Zuschläge für den Bau subventionsfreier Offshore-Windparks erhalten.

Aber der reduzierte Blick auf Levelised Cost of Electricity (LCOE; Stromerzeugungskosten), greift zu kurz. Entscheidend sind die gesamten *Systemkosten* – also die Stromerzeugungskosten zuzüglich aller Mehrkosten, die anfallen, um jeden zusätzlichen Megawattstunde (MWh) sicher in das Gesamtsystem zu integrieren:

Kostenkomponente	Beispiele
Flexibilitäts- & Backupkosten	kurzfristige Reservekraftwerke, H_2-Gasturbinen, Batteriespeicher, Demand Response
Netzkosten	Verteilnetz- und Höchstspannungs-Ausbau, Offshore-Anbindungsleitungen
Redispatch & Curtailment	Eingriffe zur Engpassbewirtschaftung, Abregelungen bei Netzengpässen

Die Gesamtheit dieser Positionen bestimmt letztlich den Strompreis für Haushalte und Industrie, nicht die reinen Erzeugungskosten allein. In dieser Gesamtbetrachtung kommen weitere Vorteil der Offshore-Windenergie zum Tragen:

Schlüsselvorteile der Offshore Windenergie:

1. Hohe Volllaststunden (≈ 50 % Kapazitätsfaktor)
   Eine 1-GW-Offshore-Anlage liefert zwischen 3 und 4,5 TWh a, also das Drei- bis vierfache einer gleich großen PV-Freiflächenanlage. Damit sinken sowohl die benötigte installierte Leistung als auch die Spitzen-Einspeisung pro erzeugter Energiemenge.

2. Offshore-Windenergie ist Netto-Zahler
   Seit 2023 haben OWP-Entwickler im Rahmen von Auktionen rund 16,8 Mrd. € geboten. Während der Betriebsphase werden diese Erlöse überwiegend zur Senkung der Netzentgelte (90 %) sowie für Meeresschutz und Fischerei verwendet.

3. Günstigere Netzintegration pro erzeugter MWh
   Offshore-Leitungen lassen sich als *Multi-Purpose-Interkonnektoren* auslegen und erzeugen Skaleneffekte und erhöhen die Versorgungssicherheit.

4. Systemstützende Erzeugung im Winter
   Offshore-Wind liefert überproportional in Zeiten hoher Heiz- und Industrielast und reduziert so den Bedarf an flexiblen Backup-Ressourcen.

5. Geringere Gleichzeitigkeitseffekte
   Während gleichzeitig einspeisende PV-Anlagen hohe Spitzen erzeugen (→ Redispatch, Abregelung), verteilt sich Offshore-Produktion räumlich und zeitlich breiter.

Durch hohe Volllaststunden und systemdienlichen Erzeugungsprofile ist Offshore-Wind im Gesamtsystem besonders wichtig. Das Stromverbrauchsmonitoring der Bundesregierung sollte diese Systemperspektive konsequent abbilden, um einen verlässlichen, effizienten und kostengünstigen Transformationspfad zu gestalten.

Hinzu kommt ein nicht monetärer aber in der politischen Debatte ebenso relevanter Vorteil der Offshore-Windenergie: Die Akzeptanz in der Bevölkerung. Die bestehenden Windparks liegen im Mittel rund 70 km vor der Küste (meist zwischen 40-120 km) und damit außerhalb von Sicht- und Lärmbereichen, die lokale Proteste auslösen. Hinzu kommt, dass Offshore-Wind keine Flächenkonkurrenz zu Wohnraum, Landwirtschaft oder Naturschutzgebieten an Land erzeugt. Das Zusammenspiel aus großer Distanz, geringer Landnutzung und finanzieller Rückverteilung macht Offshore-Wind für Bürgerinnen und Bürger zu einer besonders konfliktarmen Option – ein entscheidender Pluspunkt, wenn in der Diskussion über den Strommix nicht nur die Kosten, sondern auch die gesellschaftliche Akzeptanz und Umsetzbarkeit im Fokus stehen.

3. Einführung von zweiseitigen CfD

Ziel: Senkung der Kapitalkosten; Senkung der Stromerzeugungskosten um bis zu 30%

Nach der EU-Strombinnenmarktverordnung sind direkte Preisstützungssysteme für Investitionen in Windenergie ab dem 17. Juli 2027 als zweiseitige Differenzverträge (Contracts for Difference, CfDs) oder gleichwertige Systeme mit Abschöpfungsmechanismus auszugestalten (Art. 19d, Verordnung (EU) 2024/1747). Gleichzeitig endet die beihilferechtliche Genehmigung des EEG am 31.12.2026. Die aktuell bestehende gleitende Marktprämie muss daher durch ein alternatives Investitionsabsicherungsinstrument ersetzt werden.

Der BWO bezweifelt, dass ein ausschließlich marktbasiertes Modell mit PPAs derzeit ausreicht, um die Offshore-Wind-Ausbauziele zu erreichen und Investitionssicherheit sowie Vielfalt der Akteure zu gewährleisten. Aus Sicht des BWO sind zweiseitige CfDs ein Absicherungsinstrument und nicht zwangsläufig ein Förderinstrument. Ihr zentraler Nutzen liegt vielmehr in der Verbesserung der Finanzierungsbedingungen sowie in einer ausgewogeneren Risikoverteilung. Vor dem Hintergrund der aktuellen Marktsituation tragen CfDs somit zur Schaffung eines Level Playing Fields bei und mindern gleichzeitig das Risiko potenzieller Marktverzerrungen.

Wir schlagen daher vor, die Finanzierung des Offshore-Ausbaus auf eine breitere Finanzierungsgrundlage zu stellen, und dafür das im Windenergie-auf-See-Gesetz angelegte Instrumentarium weiterzuentwickeln. Ziel ist es, die spezifischen Vorteile von grünen Stromabnahmeverträgen (PPA) weiter zu nutzen, daneben aber zugleich die Vorteile zweiseitiger Differenzverträge (CfD) für die kosteneffiziente Erreichung der Ausbauziele zu heben. Der zweiseitige Differenzvertrag muss dabei so ausgestaltet sein, dass der PPA-Markt nicht beeinträchtigt wird.

3.1 Warum zweiseitige CfD?

Ein zweiseitiger CfD legt für die gesamte Vertragslaufzeit (typisch 15–20 Jahre) einen *Strike-Preis* fest: Liegt der Großhandelspreis darunter, erhält der Betreiber eine Ausgleichszahlung; liegt er darüber, zahlt er die Differenz an das System zurück. Diese zuverlässige Erlösbasis senkt das Finanzierungsrisiko deutlich – empirische Studien beziffern den Effekt auf –150 bis –250 Basispunkte beim WACC (Weighted Average Cost of Capital, auf Deutsch etwa *gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten)*. Schon –1 Prozentpunkt reduziert die Stromgestehungskosten (LCOE) eines Offshore-Parks laut Crown-Estate-Pfadstudie um ≈ 6 %. EU-Analysen weisen deshalb auf CfDs als „einzige Mechanik“ hin, die zugleich Investoren absichert und Systemkosten senkt.

Für Verbraucher:innen wirken zweiseitige CfDs wie eine Versicherung gegen hohe Preise: Übersteigen die Börsenpreise den Strike-Wert, fließen Rückzahlungen in den Umlagetopf. Das Prinzip wurde im Winter 2022/23 praktisch erprobt, als britische CfD-Projekte die staatlichen Energiehilfen um rund 18 £ pro Haushalt entlasteten. Modellrechnungen des Energy & Climate Intelligence Unit zeigen, dass eine

einzige 7-GW-Offshore-Auktionsrunde zusätzliche Einsparungen von bis zu 1 Mrd. £ pro Jahr ermöglichen kann.

Kurz: Zweiseitige CfDs koppeln Investitionssicherheit mit einem Preisdeckel für Endkund:innen – und liefern damit ein belastbares Instrument, um den Ausbau großer Offshore-Kapazitäten kosteneffizient und sozialverträglich voranzutreiben.

3.2 PPA und CFD – Zwei Seiten einer Medaille

Bei der Einführung zweiseitiger CfDs müssen die Auswirkungen sowohl auf die Finanzierbarkeit der sich in der Entwicklung befindlichen Offshore-Windparks (OWP) als auch auf die Entwicklung der Offshore-Netzumlage adäquat berücksichtigt werden.

Ein marktbasiertes PPA-Modell und ein CfD-Rahmen können sich gegenseitig ergänzen, wenn die Mechaniken sauber getrennt werden. PPAs bedienen Abnehmer, die Preis- und Herkunftssicherheiten wünschen – typischerweise Industriekunden mit Nachhaltigkeitszielen. Für sie bleiben CfD-Mengen tabu, wenn keine Herkunftsnachweise (HKN) aus CfD-Strom ausgegeben werden und Strike-Preise so gesetzt werden, dass sie nicht unter typischen langfristigen PPA-Niveaus liegen.

Gleichzeitig wirkt ein zweiseitiger CfD als „Risikofallschirm" für Flächen, die mangels kreditwürdiger Offtaker kein bankfähiges PPA erzielen: Statt leerer Auktionen erhält der Staat einen Preiswettbewerb um den niedrigsten Strike-Wert.

3.3 Parametrisierung des CFD

3.3.1 Produktionsabhängig vs. Produktionsunabhängiger CfD

Das BMWK-Optionspapier „Strommarktdesign der Zukunft – Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem" (08/2024) verdichtet die Arbeit der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) in vier Handlungsfelder. Ziele bleiben: Versorgungssicherheit, Kosteneffizienz, Dekarbonisierung und räumlich / zeitlich optimierte Marktintegration von EE-Strom.

Option 1 – Gleitende Marktprämie + Refinanzierungsbeitrag (produktionsabhängig, Marktwertkorridor)
Die Weiterentwicklung des EEG-Status quo koppelt jede ausgeförderte Kilowattstunde an zwei Referenzpreise: einen unteren **Floor** (Investitionsschutz) und einen oberen **Cap** (Refinanzierungsbeitrag). Liegt der stündliche technologiespezifische Marktwert unter dem Floor, zahlt der Staat die Differenz; liegt er über dem Cap, führt der Betreiber die Mehrerlöse zurück. Zwischen beiden Schwellen – dem Marktwertkorridor – fließen **keine** Transaktionen. Die Vergütung wird weiterhin pro real eingespeister MWh berechnet, weshalb Wetter- und Negativpreisrisiken beim Betreiber verbleiben. Die Mechanik ist Banken vertraut, verlangt nur geringe Systemumstellung und nutzt das bewährte Referenzertragsmodell für Standortdifferenzierung.

Option 2 – Produktionsabhängiger zweiseitiger CfD (*ohne* Marktwertkorridor)
Hier fällt der Korridor weg: Es existiert nur ein Referenzmarktpreis. Unterhalb dieses Preises gleicht der Staat die Differenz vollständig aus; oberhalb zieht er sie in gleicher Höhe als Refinanzierung ein. Die Logik entspricht dem britischen CfD, eliminiert Preisrisiken fast vollständig und vereinfacht die Gebotskalkulation gegenüber Option 1. Allerdings bleibt das **Mengenrisiko**: Bei Flauten oder Abschaltungen schrumpfen die staatlichen Zahlungen, bei Negativpreisen greift die Null-Regel – der Erlösstrom kann also schwanken, was sich in moderat höheren Kapitalkosten niederschlägt.

Option 3 – Produktionsunabhängiger zweiseitiger CfD

Das „Cash-flow-Flat"-Modell entkoppelt Zahlungen vom tatsächlichen Output. Prämien und Rückzahlungen basieren auf einem für jede Anlage geschätzten **Produktionspotenzial** (z. B. Wettermodell, Referenzanlage). Produziert der Park weniger, bleibt die Rückzahlungspflicht bestehen; produziert er mehr, kassiert er den vollen Spotpreis. Damit sind Preis- **und** Mengenrisiken fast komplett ausgeschaltet, was die WACC deutlich reduziert. Gleichzeitig bleiben **Einsatzanreize** im Spot- und Intraday-Markt erhalten, weil sich das reale Fahrverhalten direkt in den Markterlösen widerspiegelt. Hauptrisiko ist das sogenannte **Basisrisiko** – Abweichungen zwischen Potenzialschätzung und realer Produktion –, plus ein höherer Umstellungs- und Messaufwand.

Option 4 – Kapazitätszahlung + produktionsunabhängiger Rückzahlungsmechanismus

Der Staat zahlt eine feste €/kW-Prämie über die Laufzeit („Investitionskostenförderung"); sämtliche Markterlöse, bemessen an einem anlagenscharfen Produktionspotenzial, werden als **Refinanzierungsbeitrag** abgeschöpft. Für den Betreiber ergibt sich ein planbarer, weitgehend wetter- und preisunabhängiger Cashflow. Die Anlage bleibt vollständigen Spot-Signalen ausgesetzt, weil zusätzliche Erzeugung ausschließlich über die Vermarktungserlöse belohnt wird. Das Modell erfüllt das Regierungsziel einer investitionskostenbasierten Förderung und bietet den stärksten Schutz vor Finanzierungsrisiken, benötigt aber den größten Systemwechsel und eine präzise Referenz- und Abschöpfungsinfrastruktur.

Zentrale Unterschiede und Effekte

Option 1 bleibt dicht am heutigen EEG, wahrt Marktintegration, lässt jedoch Wetter- und Negativpreisrisiken bei den Betreibern. Option 2 beseitigt Preisrisiken, hält aber Mengenrisiken und erzeugt bei vielen Negativpreisen Unsicherheit. In beiden produktionsabhängigen Modellen ließe sich vertraglich festlegen, dass in Stunden mit Day-Ahead-Preisen ≤ 0 €/MWh keine Vergütung gezahlt **und** keine physische Einspeisung erlaubt ist. Das eliminiert Redispatch-Risiken, muss aber ausdrücklich als Zusatzklausel implementiert werden.

Option 3 eliminiert praktisch beide Risiken und verstärkt kurzfristige Marktsignale, verlangt dafür komplexe Potenzialschätzungen und birgt das Basisrisiko.

Option 4 erfüllt am besten die in der *Wachstumsinitiative* verankerte Zielsetzung einer investitionskostenbasierten, preissignalneutralen EE-Förderung. Erfolgskritisch ist jedoch ein belastbares, digital gestütztes Referenz-/Abschöpfungssystem. Das Modell bietet maximale Erlössicherheit, bewahrt jedoch systemdienliche Einsatzanreize.

Ein zentrales Element dieser Variante ist die **Referenzanlage** (oder *Referenz-Produktionsprofil*). Für jede ausgeschriebene Offshore-Fläche wird vorab ein modellbasierter Jahresertrag (z. B. auf Basis von 20-jährigen ERA5-Wetterdaten, Nacelle-Heights, Wake-Verlusten) festgelegt. *Alle* Rückzahlungspflichten des Betreibers gegenüber dem Staat richten sich an diesem "Soll-Output" aus – unabhängig davon, was die reale Windfarm tatsächlich produziert (Basisrisiko).

Übersicht Produktionsabhängiger vs. Produktionsunabhängiger CfD

Kriterium	Opt 1 - Gleitende MP + RB	Opt 2 - Prod.-abh. CfD	Opt 3 - Prod.-unabh. CfD	Opt 4 - Kapazität + prod.-unabh. Rückz.
Volumen-/Mengenrisiko (Wetter, Negativpreise)	Hoch – Zahlung stoppt bei Negativpreis; Flauten reduzieren Prämie	Mittel – Preisrisiko weg, aber Erlös sinkt bei Flaute / Negativpreis	Niedrig – Zahlung auf Potenzialbasis; Wetter egal	Sehr niedrig – Fixe kW-Prämie; Wetter egal
Preisrisiko	Mittel – nur im Korridor	Niedrig – CfD deckelt Preise komplett	Niedrig – CfD deckelt Preise komplett	Niedrig – Marktrisiko abgeschöpft
Risikominimierung / Realisierungswahrscheinlichkeit	+	++	+++	+++ bis ++++ (in Abhängigkeit vom Referenzmodell)
Anreize bei negativen Preisen	Weiterbetrieb möglich, Zusatzregel für Anreiz zur Abregelung erforderlich	Weiterbetrieb möglich, Zusatzregel für Anreiz zur Abregelung erforderlich	Starker Abschaltanreiz, da Markterlös negativ, Zahlung unverändert	Stärkster Abschaltanreiz (negativer Preis belastet Betreiber voll)
Kurzfristige Marktintegration (Spot/Intraday)	Gut – Erlös variabel	Gut	Sehr gut – volle Preisexposition	Sehr gut – volle Preisexposition
Langfristige Marktintegration (PPA-Fähigkeit, Auslauf der Förderung)	Hoch – Betreiber bleibt preisaffin	Hoch	Mittel – Basisrisiko kann PPAs erschweren	Gering bis mittel (in Abhängigkeit vom Referenzmodell) – Investition refinanziert, Marktteilnahme optional
Investorenfreundlichkeit (WACC-Effekt)	++ (bekannt, aber Risikoaufschläge)	++	+++	++++

(+ = gering, ++++ = sehr hoch)

3.3.2 Indexierung des CfD

Zudem muss der zweiseitige CfD eine angemessene **Inflationsindexierung** über einen **sektorspezifischen Erzeugerpreisindex** oder einen **branchenspezifischen Kostenindikator** enthalten, um Projekte gegen unvorhersehbare Kostensteigerungen abzusichern und deren Finanzierbarkeit sicherzustellen.

Dies ist insbesondere in der Projektierungsphase wichtig: Angesichts der Zeitspanne zwischen Zuschlagserteilung und tatsächlicher Installation sollte der CfD-Zuschlagswert bis zur FID (Final Investment Decision) vollständig indexiert sein und die realen Schwankungen bei Rohstoffpreisen, Inflation, Finanzierungskosten und Materialkosten bis zur Errichtung reflektieren. Eine Indexierung am Verbraucherpreisindex (CPI), wie sie teilweise im Vereinigten Königreich angewendet wird, ist nicht geeignet, da sie die tatsächliche Kostenentwicklung im Offshore-Wind-Sektor – insbesondere hinsichtlich Turbinen-, Stahl- und Kupferpreisen, Installationsdienstleistungen, Seekabeln und Finanzierungskosten – nicht adäquat abbildet.

Warum indexieren?

Nutzen der Indexierung	Offshore-Spezifika
Inflationsschutz für beide Seiten – vermeidet Windfall-Loss oder -Gains, wenn sich Preise oder Kosten zwischen Gebot (T_0) und Inbetriebnahme (T_1) stark verändern.	Offshore-Projekte haben 4- bis 6-jährige Vorlaufzeiten; 2021-24 stiegen Stahl, Kupfer und Finanzierungskosten um >40 %.
Wettbewerb auf „realen" Kosten – Bieter kalkulieren keine pauschalen Preisaufschläge für unbekannte Teuerung, Strike-Preise sinken.	Schub für Kosteneffizienz, weil Risiko nicht im Gebot eingepreist wird.
Planbarer Umlagebedarf – Indexformel bringt Transparenz in die späteren CfD-Zahlungsströme.	Budgetstabilität für Staat/ÜNB.

Differenzierte Indexierung – Bau- vs. Betriebsphase

Phase	Hauptkostenblöcke	Sinnvolle Indexbasis	Begründung
Projektierungs- und Bauphase (Gebot → COD)	Turbinen, Fundamentstahl, Seekabel, Offshore-Umspannwerk, Fremdkapitalkosten	**Technologie-kostenspezifischer CAPEX-Index**, z. B. Zusammensetzung aus Stahl-, Kupfer-, Schwerlastlogistik- und Finanzierungskostenindizes	Fängt die volatilen Rohstoff- und Zinsrisiken präziser ein als ein Konsumentenpreisindex; vermeidet Über- oder Unterkompensation.
Betriebsphase (COD → Laufzeitende)	Betrieb & Instandhaltung, Serviceverträge, Personal, Versicherungen	**OPEX-Index** (z. B. Arbeits-/Dienstleistungs-preisindex oder CPI light)	Nach COD dominieren fixe Service- und Personalkosten; Rohstoffpreisrisiken sind nahezu abgeschlossen. Volatil bleiben Schiffsraten und Kraftstoff

Fazit: Mit einer differenzierten Indexierung – **CAPEX-Fokus bis COD, OPEX-Fokus im Betrieb** – lässt sich das Inflations- und Rohstoffkostenrisiko fair verteilen, Strike-Preise sinken, Finanzierungskosten fallen, und die Budgetkalkulation für Staat und Stromkunden bleibt belastbar. Nachteile (etwas mehr Verwaltungsaufwand, potenziell schwächere Effizienzanreize im Betrieb) können durch klare Kappungen und Verfügbarkeitsboni leicht gemildert werden.

3.3.3 Laufzeit des CFD: 15-20 Jahre

Offshore-Windparks haben eine technische Lebensdauer von 35 Jahren, aber der Fremdkapitalhorizont beträgt meist 12-18 Jahre. Eine 15- bis 20-jährige CfD-Laufzeit deckt die Phase mit den höchsten Rückzahlungsraten komplett ab. Kreditgeber sehen dadurch planbare Cashflows über die gesamte Tilgungsperiode – das senkt den Kapitalkostenaufschlag (WACC) um typ. 150–250 bp und drückt den Strike-Preis.

Hinzu kommt: In den ersten Betriebsjahren ist sind Fehlerrisiko und Wartungskosten am größten; später laufen Anlagen routinierter und günstiger. Ein längerfristiger CfD fängt genau diese riskante Phase ab und teilt Preischancen/-risiken beidseitig fair.

3.3.4 Früher Opt-Out darf System nicht belasten:

Risiko bei frühem Opt-out	Auswirkung
„Cherry-Picking“ – Betreiber steigen genau dann aus, wenn Marktpreise hoch sind	CfD zahlt in Schwachpreisphasen Zuschüsse, aber Rückzahlungen bleiben aus → Haushaltsbilanz negativ
Planungsunsicherheit für Netz & Versorgung	Plötzlicher Wegfall der CfD-Rückzahlungen erschwert Umlagen- und Tarifkalkulation, erhöht Volatilität
Beihilferechtliches Risiko	EU-Kommission beurteilt asymmetrische Modelle skeptisch; Opt-out kann als versteckte Überkompensation gelten

Fazit: Eine CfD-Laufzeit von 15 – 20 Jahren balanciert Finanzierungssicherheit, Systemstabilität und Kosteneffizienz. Frühzeitige Opt-out-Klauseln würden genau diese Balance kippen, weil sie die Risiko-Rendite-Asymmetrie zu Lasten des Systems verlagern und so letztlich zu höheren Strike-Preisen und unsichereren Stromkosten führen.

Sofern ein Opt-Out ermöglicht werden soll, müssten die oben beschriebenen negativen Effekte vermieden werden.

3.4 Zwei Wege zur Einführung von CFD

Zwei Modelle scheinen uns in besonderer Weise geeignet, den Herausforderungen zu begegnen.

3.4.1 Lösungsvorschlag 1: „Zweisäulenmodell“

Im Zweisäulenmodell werden zwei Finanzierungsinstrumente kombiniert:

- **Säule 1:** Ausschreibung von Flächen zur PPA-Finanzierung. Entwickler tragen volle Marktverantwortung. Dafür profitieren sie u. a. von höheren Grünstromwerten und Herkunftsnachweisen.
- **Säule 2:** Parallel werden in wettbewerblichen Verfahren zweiseitige CfDs vergeben. Zuschlag erhält das wirtschaftlichste Gebot. Die CfD-Säule verringert Risiken und senkt so die Finanzierungskosten. Gleichzeitig sorgt der Wettbewerb für Kostenkontrolle.

Die BNetzA wird ermächtigt, Flächen jährlich einer der beiden Säulen zuzuweisen. Dies schafft Flexibilität, ermöglicht eine technologieneutrale Umsetzung der EU-Vorgaben und fördert Akteursvielfalt.

3.4.2 Lösungsvorschlag 2: „Zweistufenmodell“

Das Zweistufenmodell folgt dem Prinzip: „So viel Markt wie möglich, so viel Staat wie nötig“:

Stufe 1:
Ausschreibung ohne Förderung. Zuschlag an das beste marktliche Gebot.

Stufe 2:
Wenn keine marktlichen Gebote vorliegen, erfolgt umgehend ein Zuschlag über CfD. Bewertung nach Festpreis und qualitativen Kriterien ist zu unterschiedlichen Anteilen möglich.

3.4.3 Gegenüberstellung: Zwei-Säulenmodell vs. Zwei-Stufenmodell

Aspekt	Zwei-Säulen-Modell (PPA-Säule + CfD-Säule parallel; getrennte Volumina)	Zwei-Stufen-Modell (ein Verfahren, Auswertung in zwei Schritten)
Marktsignal	CfD-Säule läuft auch bei hohen Marktpreisen; separate Volumina für „reines PPA“ und „reines CfD“ erleichtern Spezialisierung für Investoren	„Markt first“-Logik: Ein Null-Cent-Gebot führt in die dynamische Gebotsphase (wie bisherige Null-Cent-Auktionen); ohne Null-Cent entscheidet automatisch das niedrigste positive Gebot als Strike-Preis des zweiseitigen CfD.
Akteursvielfalt	Dauerhaft zwei Risiko-/Rendite-Profile → Platz für Corporate-PPA-Akteure und infrastrukturorientierte CfD-Fonds.	Alle starten in derselben Runde; CfD greift fall-back-artig. Trotzdem offen für beide Investorentypen, aber Spezialisierung erst nach Ergebnis sichtbar.
Wettbewerbspreise	Preisfindung in zwei getrennten Auktionen → weniger direkte Konkurrenz zwischen CfD- und PPA-Bietern.	Erst gesamthafter Wettbewerb; zusätzliche Preisspannung durch die Option, mit Null-Cent in die Zahlungsgebotsphase zu gelangen.
Zeitplanrisiko	Keine Verzögerung – beide Säulen laufen parallel.	Kein zusätzlicher Zeitversatz: CfD-Gebote werden im selben Öffnungsschritt mit abgegeben; Auswahl (Null-Cent-Pfad vs. niedrigster Strike) erfolgt unmittelbar.
Realisierungsrisiko	Niedrig, da durch CFD und Indexierung abgesichert	Absicherung des Realisierungsrisikos greift nur, wenn ein positiver Gebotswert bezuschlagt wird.

4 Fokus auf Energieerträge und Systemeffizienz

Ziel des BWO ist ein kosteneffizienter Ausbau und Betrieb von Offshore-Windparks. Um Abschattungseffekte in der deutschen AWZ zu minimieren und gleichzeitig Volllaststunden sowie Kosteneffizienz zu maximieren, sollte die Leistungsdichte auf noch nicht vergebenen Flächen spürbar gesenkt werden. Eine Auslegung von unter 10 MW/km², wie sie Anhang 3 des FEP 2025 für die Zonen 4 und 5 vorsieht, bewirkt:

- Mehr Strom je installierter Megawattstunde – geringerer gegenseitiger Windschatten hebt die Jahreserträge, erhöht den Kapazitätsfaktor und verbessert besonders die Produktion in windschwachen, aber preisstarken Stunden.
- Niedrigere Systemkosten – höhere Volllaststunden verteilen die Fixkosten des Netzanschlusses auf mehr erzeugte Kilowattstunden und reduzieren dadurch die Stromgestehungskosten.
- Netz- und Marktentlastung – geringere Spitzenleistungen senken die Anforderungen an Netzverstärkungen und Flexibilitätsreserven.

Darüber hinaus sollte die Flächenausweisung zukünftig stärker auf den real erzielbaren Energieertrag (TWh) statt allein auf die Nennleistung abstellen. Eine Verankerung von kostenoptimierten Ertragszielen im WindSeeG würde die Planung konsequent volkswirtschaftlich ausrichten, die Wertschöpfung aus jeder Offshore-Fläche erhöhen und damit sowohl Stromkund:innen als auch Investoren zugutekommen.

5 Realisierungsbedingungen für OWP anpassen

Ziel: Reduzierung von Kapitalkosten → Senkung Stromerzeugungskosten;

Die aktuellen Realisierungsbedingungen für OWP stellen aufgrund knapper Fristen und harter Pönalen ein zusätzliches Risiko dar, das die Kapitalkosten unnötig erhöht.

Angesichts zunehmender Herausforderungen in der Offshore-Wind-Wertschöpfungskette gewinnen Maßnahmen zur Schaffung zur Schaffung von Rechts- und Investitionssicherheit an Bedeutung, die durch den jetzt vorgelegten Referentenentwurf nicht aufgenommen werden. Die Branche hat einen großen Änderungsbedarf bei den derzeit im Windenergie-auf-See-Gesetz verankerten Realisierungsfristen identifiziert (Kapitel 2.1, 2.2. und 2.3).

1. Erbringung des Nachweises der technischen Betriebsbereitschaft nach 12 Monaten

In § 81 Abs. 2 S.1 Nr. 5 WindSeeG 2023 sollte der Zeitpunkt für die Erbringung des Nachweises der technischen Betriebsbereitschaft künftig erst 12 Monate nach Herstellung des Netzanschlusses erbracht werden müssen. Diese Änderung sollte nicht nur für die künftig bezuschlagten OWP, sondern auch für die zuletzt in Auktionsverfahren erfolgreichen Bieter gelten.

Gründe für den Änderungsbedarf:

Der jeweils gültige Flächenentwicklungsplan (FEP) sieht vor, dass die zum OWP gehörige Netzanbindung in der Regel im dritten Quartal des Zieljahres fertiggestellt werden soll. In Kombination mit § 81 Abs. 2 S. 1 Nr. 5 WindSeeG 2023, der die Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft sechs Monate nach der Fertigstellung der Netzanbindung vorsieht, führt dies dazu, dass die Frist zum Erreichen der technischen Betriebsbereitschaft des OWP in den Winterquartalen abläuft, also in Q4 des Zieljahres und in Q1 des Folgejahres.

Dies ist für die Errichtungsphase wetterbedingt der schlechteste Zeitraum und birgt die Gefahr, dass es hier zu einer Verfehlung der Realisierungsfrist und damit dem automatischen Entzug der Projektrechte samt Pönalenzahlung kommt. Es droht somit nicht nur ein immenser wirtschaftlicher Schaden für den OWP-Betreiber, sondern eine veritable Ausbaulücke von mehreren Jahren, was sich dann in der Verfehlung der Ausbauziele niederschlagen wird. Eine Installation vor Fertigstellung der HGÜ-Verbindung ist hingegen mit Gefahren für die Anlagensicherheit und die Umwelt verbunden und sollte daher nicht als Regelfall vorausgesetzt werden.

2. Stufenweises Anwachsen der Pönale in Relation zur Dauer der Verzögerung

Wir schlagen vor, ein stufenweises Anwachsen der Pönale in Relation zur Dauer der Verzögerung einzuführen (z.B. 0,5 % pro Tag). Eine tageweise Erhöhung der Pönale entspricht dem allgemeinen Wirtschaftswesen. So werden bei Bauverträgen tageweise Pönale vereinbart, ebenso fallen bei Zahlungsverzügen tageweise Verzugszinsen an.

Gründe für den Änderungsbedarf:

Die Sanktionen bei Nichteinhaltung der Realisierungsfristen sind in § 82 WindSeeG 2023 festgesetzt. § 82 Abs.2 WindSeeG 2023 regelt hier die Höhe der zwangsweisen zu verhängenden Pönale. Die derzeitige „Ganz-oder-gar-nicht“-Lösung ist nicht verhältnismäßig.

So führt auch nur ein Tag Verspätung bei den § 81 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 und Nr. 2 WindSeeG 2023 zum hundertprozentigen Verlust der Sicherheiten zzgl. des Zuschlagsentzug, mithin zum Totalverlust des Projektes.

Ein unmittelbarer Totalverlust von Projektrechten bei einem Tag Verzug ist der Rechtsordnung fremd. Der potenzielle Verlust stellt bedeutende Investitionsrisiken dar, die auf Investorenseite auf Ablehnung stoßen werden.

3. Abschaffung des zwangsweisen Widerrufes des Zuschlages

§ 82 Abs. 3 WindSeeG 2023 sieht vor, dass die Bundesnetzagentur (BNetzA) einen Zuschlag bei Nichteinhalten bestimmter Fristen grundsätzlich widerrufen muss. Durch diese Pflicht zum Widerruf hat die BNetzA den Entzug zu vollziehen, auch wenn dies durch Rückbau, Neuausschreibung und Neubau ein Verzug von fünf bis zehn Jahre für die Fläche bedeutet.

Dies ist weder politisch noch wirtschaftlich sinnvoll. Die Regelung sollte durch eine „Kann-Regelung" ersetzt werden, die auf die Umstände des Einzelfalls abstellt.

Wir empfehlen zudem, den Absatz § 83 Abs. 2 WindSeeG 2023 zu streichen.

Im Gesetz verbleiben muss dagegen die jetzige Vorschrift des § 82 Abs. 3 Satz 2 WindSeeG 2023, die regelt, dass Verstöße gegen die vollständige Inbetriebnahme auch weiterhin nur den Anteil der nicht fertiggestellten Windenergieanlagen betreffen können.

Gründe für den Änderungsbedarf:

Die Einhaltung von Realisierungsfristen ist nicht allein vom Projektierer abhängig. Die globale Lieferketten werden auf absehbare Zeit angespannt bleiben. Vollkommen unklar ist, was in so einem Fall mit dem fast fertig gestellten Windpark passieren soll.

Wir weisen außerdem darauf hin, dass die derzeitige Regelung des § 83 WindSeeG 2023 den diagnostizierten Änderungsbedarf in den §§ 81 und 82 WindSeeG 2023 nicht entfallen lassen.

§ 83 Abs. 1 WindSeeG 2023 regelt zwar im Grundsatz, in welchen Fällen Pönalen nicht zu leisten sind und unter welchen Umständen die Bundesnetzagentur den Zuschlag nicht widerrufen muss. Allerdings wird das Verschulden des Bieters nach § 83 Abs. 2 WindSeeG 2023 stets vermutet. Dies bedeutet, dass der Nachweis eines unverschuldeten Verpassens der Realisierungsfristen nahezu unmöglich ist.

Wir empfehlen auch, den Absatz § 83 Abs. 2 WindSeeG 2023 zu streichen. Die dort beschriebene Beweislastumkehr ist unseres Erachtens unverhältnismäßig und zu streng. Es sollte die Unschuldsvermutung gelten, und die zuständige Behörde sollte wenigstens Gründe anführen müssen, warum sie davon ausgeht, es läge ein Verschulden im Sinne des Abs. 1 vor.

Der OWP-Betreiber sollte nur dann keine Ausnahme in Anspruch nehmen können, wenn er die Verzögerung verschuldet hat.

6 Laufzeit: Offshore-Windparks länger betreiben

Ziel: Senkung der Gesamtkosten (ONAS und Offshore-Windpark); Reduzierung der Stromerzeugungskosten; Reduzierung der Umweltbelastung;

Ein Offshore-Windpark erzielt seine höchste Wertschöpfung in den ersten 25 Jahren – doch die Technik kann weit über 30 Jahre zuverlässig laufen. Ein einfaches Rechenbeispiel zeigt das Potenzial:

Bei 4,5 TWh Jahresertrag (1-GW-Park, Kapazitätsfaktor ≈ 51 %) liefert eine Verlängerung von 25 auf 35 Jahren zusätzlich ≈ 45 TWh – 40 % mehr Energie ohne neues CAPEX. Werden die einmaligen Investitionen (z. B. 3 Mrd. € CAPEX, 1 Mrd. € Netzanschluss) auf 35 statt 25 Jahre abgeschrieben, sinken die Levelised Cost of Energy (LCOE) modellhaft um 15–20 %. Gleichzeitig verschiebt sich der Rückbauzyklus: Über 100 Jahre sind nur drei statt vier Bau- und Demontagephasen nötig – das reduziert CO_2-Fußabdruck, Materialverbrauch und die Belastung von Häfen, Spezialschiffen und Lieferketten.

Ein koordinierter Weiterbetrieb sowie grundsätzlich längere Betriebszeiträume verteilen Kosten und Ressourcen, reduzieren Rückbauzyklen und verbessern die Umweltbilanz. Dafür braucht es rechtssichere, frühzeitige gesetzliche, regulatorische und handelsrechtliche Anpassungen. Folgende Maßnahmen werden empfohlen:

6.1 Weiterbetrieb über die ursprüngliche Laufzeit hinaus

Problemstellung

Ab etwa 2040 laufen die ersten Genehmigungen großer deutscher Offshore-Windparks aus. Ohne rechtzeitige Neuregelung droht ein ineffizienter, vorzeitiger Rückbau ganzer Parks – mit hohen Kosten, zusätzlichem Ressourcenverbrauch und unnötiger Umweltbelastung.

Empfehlung des BWO

Die Bundesregierung sollte frühzeitig die Option eines koordinierten Weiterbetriebs innerhalb der Cluster prüfen, strategisch verankern und regulatorisch ermöglichen. Ein solche Lösung schafft Planungssicherheit für Betreiber und Lieferketten und nutzt das bestehende Anlagen- und Netzkapital länger aus. Der Weiterbetrieb bietet erhebliche volkswirtschaftliche Vorteile:

- Kosteneffizienz steigern – Abschreibung von CAPEX und Netzanschluss über längere Zeiträume;
- Netzkosten glätten – Verteilung der ONAS-Fixkosten auf zusätzliche Betriebsjahre;
- Lieferketten, Schiffe, Häfen entlasten – weniger Rückbau- und Neubauzyklen;
- Umweltbilanz verbessern – geringerer Materialverbrauch und CO_2-Footprint.

Zudem erleichtert ein abgestimmter Weiterbetrieb die spätere Zusammenlegung kleinerer Bestandsflächen zu 1- oder 2-GW-Clusters und sorgt für eine dauerhaft effiziente Auslastung der bestehenden ONAS, an die Parks mit unterschiedlichen Restlaufzeiten angeschlossen sind.

Voraussetzung: frühzeitige Festlegung der Verlängerungsdauer

Nur wenn Betreiber und ÜNB rechtzeitig wissen, wie viele zusätzliche Jahre möglich sind, können sie Betriebs- und Instandhaltungsstrategien anpassen und die steigende Ausfallwahrscheinlichkeit älterer Komponenten beherrschbar machen.

Regulatorische Anpassungen – Anpassungsvorschläge für den Gesetzgeber

Um den koordinierten Weiterbetrieb rechtssicher zu verankern, sollte der Gesetzgeber insbesondere:

1. Finanzierung & Anreizregulierung
    - Langfristige Finanzierung der ONAS-Weiterbetriebsphase gewährleisten;
    - Anreizregulierung so anpassen, dass ein Weiterbetrieb nicht gegenüber Neuinvestitionen benachteiligt wird (z. B. Novellierungskonto).

2. Entschädigungsmechanismus (§ 17 e EnWG)
    - Prüfen, ob das heutige System über 25 Jahre hinaus sachgerecht ist;

3. Mindest-Einspeisepflicht
    - Gesetzlich oder genehmigungsrechtlich vorgeben, dass während der Verlängerung ein definierter Anteil der ursprünglichen Parkleistung eingespeist werden muss (Ausnahmen nur bei zwingenden technischen oder rechtlichen Hinderungsgründen).

4. Technische Standards
    - Die Leitlinie IEC 61400-28 als einheitlichen Standard für Weiterbetriebs-Begutachtungen beim BSH etablieren.

Ein frühzeitig geregelter, koordinierter Weiterbetrieb bewahrt Anlagenvermögen, mindert Systemkosten und stützt das Erreichen der Langfristziele im Offshore-Ausbau – ein zentrales Anliegen des BWO.

6.2 Offshore-Windparks künftig direkt für 35 Jahre ausschreiben und genehmigen

Technischer Fortschritt und internationale Beispiele (NL 35 J., UK bis 50 J.) zeigen die Machbarkeit längerer Betriebszeiten. Eine 35-jährige Genehmigungs- und Ausschreibungsbasis würde:

- Investitionen über längere Zeiträume abschreiben → niedrigere Stromgestehungskosten,
- Netzanschlusskosten auf mehr Jahre verteilen,
- maximal drei Bau-/Rückbauphasen je 100 J. erfordern,
- Planungssicherheit für Betreiber und Finanzierer erhöhen,
- Ausbauzyklen entzerren und Lieferketten entlasten.

Dafür ist u. a. eine Anpassung von § 69 (7) WindSeeG 2023 erforderlich. Auch das Entschädigungsregime nach § 17 e EnWG müsste auf eine 35-jährige Lebensdauer umgestellt werden.

Fazit: Ein regulatorischer Wechsel zu 35 Jahren – kombiniert mit klaren Regeln für einen koordinierten Weiterbetrieb bestehender Parks – senkt Systemkosten, verbessert die Ökobilanz und stärkt die langfristige Versorgungssicherheit, während die wenigen Nachteile (Kapitalbindung, Ersatzteilvorhaltung) deutlich überkompensiert werden.

7 Radiale Anbindung von OWP in Nachbarstaaten

Ziel: Erhöhung der Vollbenutzungsstunden durch Erschließung von besonders ertragreichen Flächen; Senkung von Stromerzeugungskosten, Erhöhung der Versorgungssicherheit;

Neben der bereits vorgesehenen Flächenkoordination und der Entwicklung hybrider Interkonnektoren sollte die Bundesregierung ihre Gespräche mit Dänemark und den Niederlanden vertiefen, um radiale, grenzüberschreitende Netzanbindungen von dortigen Offshore-Flächen direkt an das deutsche Stromnetz zu prüfen.

Vorteile dieser radialen Kooperation

- Höhere Vollbenutzungsstunden: Die Partnerländer verfügen über besonders ertragreiche Offshore-Zonen mit höheren Kapazitätsfaktoren als Deutschland. Ein Anschluss dieser Flächen an das deutsche Netz erhöht die durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden des deutschen Offshore-Portfolios und glättet die Erzeugungskurve.
- Senkung der Stromerzeugungskosten: Bessere Windbedingungen bedeuten geringere spezifische Investitionskosten je erzeugter MWh (Capex-Spread ≈ –10 % bis –15 % gegenüber deutschen Nordseestandorten). Zudem lässt sich die Leitungsinfrastruktur skaleneffizienter auslegen, was den Levelised Cost of Electricity weiter reduziert.
- Stärkung der Versorgungssicherheit: Geografisch verteilte Einspeisepunkte in Nord- und Ostsee verringern Wetterkorrelationsrisiken. Das deutsche Stromsystem erhält in windschwachen Phasen zusätzliche Erzeugung aus Regionen mit anderer Windstatistik.

Umsetzungsrahmen

Ein radiales Modell ist rechtlich einfacher als voll hybride Projekte: Per Staatsvertrag könnten die beteiligten Länder Anteile an deutschen Ausschreibungserlösen oder andere Kompensationen für die

Flächennutzung erhalten. Gleichzeitig verringert die Kooperation Abschattungseffekte im gesamten Nord- und Ostseeraum und maximiert die Erträge.

Offshore-Windparks in dänischer oder niederländischer AWZ, die unmittelbar ans deutsche Netz angeschlossen werden, sollten auf das nationale Ausbauziel angerechnet werden – eine Möglichkeit, die § 5 Abs. 2 EEG bereits eröffnet. Zur Klarstellung ließe sich dies durch eine Ergänzung in § 1 Abs. 2 WindSeeG 2023 explizit festschreiben.

Kontakt
Bundesverband der Windenergie Offshore e.V.
Spreeufer 5
10178 Berlin
info@bwo-offshorewind.de

Lobbyregister: R000252