21. Wahlperiode

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Wirtschaft und Energie

Ausschussdrucksache **21(9)426**

02.11.2026

Stellungnahme
Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

Gesetzentwurf der Bundesregierung
Entwurf eines Gesetzes zur Optimierung und Absicherung des Ausbaus der Windenergie auf See
BT-Drucksachen 21/8238, 21/8825

in Verbindung mit

Antrag der Fraktion Die Linke
Offshore-Windindustrie und Klimaziele retten – Ausbau in öffentlicher Hand Umsetzen
BT-Drucksache 21/8366

Siehe Anlage

Stellungnahme zur Novelle des WindSeeG

Öffentliche Anhörung im Deutschen Bundestag

Ausschuss für Wirtschaft und Energie
2. November 2026



Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

Zum Entwurf eines Gesetzes zur Optimierung und Absicherung des Ausbaus der Windenergie auf See

BT-Drucksachen 21/8238 und 21/8825
Anhörung in Verbindung mit BT-Drucksache 21/8366

1 Einleitung & zentrale Empfehlungen

Die Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE bedankt sich bei den Mitgliedern des Ausschusses für Wirtschaft und Energie für die Möglichkeit der Stellungnahme im Rahmen der öffentlichen Anhörung im Deutschen Bundestag am 2. November 2026.

Durch eine adäquat ausgestaltete WindSeeG-Novelle können Investitionen in realisierbare Offshore-Windparks ermöglicht und der europäischen Wertschöpfungskette wieder eine verlässliche Perspektive gegeben werden. Die Novelle muss als gleichermaßen energie- wie industriepolitisches Steuerungsinstrument verstanden werden. Insbesondere die industriepolitische Steuerungswirkung ist in der Vergangenheit zu wenig beachtet worden.

Die Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE begrüßt die Einführung zweiseitiger Differenzverträge sowie die Ansätze zur Optimierung von Flächen und Netzinfrastruktur. Der vorliegende Entwurf bleibt jedoch bei wesentlichen Voraussetzungen für die Finanzierung und Umsetzung der Projekte hinter dem Handlungsbedarf zurück.

Für das parlamentarische Verfahren halten wir folgende Änderungen für besonders wichtig:

- **Befristete Rückgabe mit zügiger Neuvergabe ermöglichen:** Für wirtschaftlich nicht mehr tragfähige Zuschläge aus den Jahren 2023 bis 2025 braucht es eine einmalige Rückgabeoption mit wirksamen Rückgabeanreizen. Verwertbare Projektunterlagen sollten weitergenutzt werden, damit Flächen schneller erneut vergeben und neue Aufträge an die Wertschöpfungskette ausgelöst werden können.

- **Realisierungsunterstützende Maßnahmen ermöglichen:** Für bereits bezuschlagte, aber noch nicht realisierte Windparks sollte eine Verlängerung der Betriebsdauer auf 35 Jahre verbindlich ermöglicht werden, soweit rechtlich zulässig. Dies kann anstehende Investitionsentscheidungen unterstützen. Die Voraussetzungen für eine entsprechend längere Nutzung der Netzanbindungen sind parallel zu schaffen. Einen nachträglichen Wechsel bestehender Zuschläge in ein CfD-Regime unterstützt die Stiftung nicht.

- **CfD-only als Grundlage künftiger Ausschreibungen vorsehen:** Zweiseitige Differenzverträge verbinden Wettbewerb mit geringeren Erlösrisiken und Finanzierungskosten. Sie verbessern damit die Realisierungschancen und senken die Gesamtkosten des Offshore-Ausbaus. Rückzahlungen bei hohen Markterlösen können zugleich die volkswirtschaftlichen Belastungen durch Strompreisspitzen begrenzen.

- **Eine verbindliche Indexierung einführen:** Ein transparenter, automatisch wirkender Mechanismus soll schwer kalkulierbare Kostenentwicklungen während der langen Entwicklungs- und Bauzeiten sachgerecht berücksichtigen. Kostenindizes, erfasste Kostenanteile und zeitliche Ausgestaltung müssen vor der Auktion feststehen, damit Bieter belastbar kalkulieren können.

- **CfD-Höchstwerte an veränderte Kosten- und Risikobedingungen anpassen:** Aktuelle Experteneinschätzungen sprechen aus Sicht der Stiftung für eine Anhebung über die im Entwurf vorgesehenen Werte hinaus, um einen möglichst breiten Wettbewerb und wirtschaftlich tragfähige Gebote zu ermöglichen. Ein grundsätzlich höherer CfD-Höchstwert sollte deshalb in Erwägung gezogen werden. Die für die Bundesnetzagentur vorgesehenen Anpassungsspielräume können hierfür unter Berücksichtigung ihrer jeweiligen gesetzlichen Voraussetzungen eine Orientierung bieten.

- **Sicherheiten nach dem Erlös- und Risikoregime differenzieren:** Bei Beibehaltung des zweistufigen Modells sollten die leistungsbezogenen Sicherheiten bei CfD-Zuschlägen 100 Euro je Kilowatt und auf der ersten Stufe 250 Euro je Kilowatt zuzüglich fünf Prozent des Zahlungsgebots betragen. So bleiben Realisierungspflichten abgesichert, während vermeidbare Finanzierungskosten begrenzt werden. Daran gekoppelte Pönalen sind gemeinsam mit den Sicherheitsbeträgen zu überprüfen.

- **Übermäßige Konzentration von Projektrechten und Marktmacht begrenzen:** One Lease per Bidder ist ein geeigneter Ansatz zur Sicherung der Akteursvielfalt. Das BMWE sollte auch andere wirksame Instrumente prüfen, die bestehende Projektrechte und deren Realisierungsstand einschließlich der Projektpipeline ohne finale Investitionsentscheidung berücksichtigen. Die Kriterien müssen transparent und für alle Bieter gleichermaßen gelten.

- **NZIA-Anforderungen praktikabel und Sanktionen differenziert ausgestalten:** Verbindliche Cyber- und Datensicherheitsanforderungen müssen vor Inbetriebnahme erfüllt sein. Für durch höhere Gewalt verursachte Lieferkettenstörungen ist zu prüfen und klar zu regeln, wie beim Resilienzkriterium mit Fällen umzugehen ist, die auch durch eine Nachfrist nicht behoben werden können. Die CO_2-Bewertung sollte auf den methodischen Arbeiten des Carbon Trust aufbauen und Transportemissionen je Komponente berücksichtigen.

- **Mehr Verbindlichkeit zwischen Windparkentwicklung und Netzanbindung schaffen:** Die Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE unterstützt mehr Verbindlichkeit aufseiten der Projektentwickler und der Übertragungsnetzbetreiber. Das aktuelle Realisierungsregime ist nicht ausreichend. Eine Fokusgruppe unter Leitung des BMWE mit BSH, Bundesnetzagentur, ÜNB und Entwicklern sollte unmittelbar nach der Novelle Vorschläge für ein besser abgestimmtes Realisierungsregime erarbeiten. Die bestehenden gesetzlichen Ermächtigungen sind bereits im laufenden Verfahren gezielt zu ergänzen und mit dem EnWG abzustimmen, damit geeignete Maßnahmen anschließend zügig umgesetzt werden können.

- **Gemeinschaftliche Rettungsinfrastruktur für küstenferne Gebiete rechtzeitig ermöglichen:** Für den küstenfernen Ausbau der Offshore-Windenergie in der Nordsee ab 2034 braucht es eine erweiterte Rettungsinfrastruktur, da die erforderlichen Hilfsfristen mit landgestützter Hubschrauberrettung allein nicht mehr durchgängig eingehalten werden können. Die Initialinvestitionen benötigen eine staatliche Absicherung und eine bundesstaatlich initiierte Organisationsform, die auch die Kostenverteilung auf die Nutzer organisiert. Eine kalkulierbare gemeinschaftliche Finanzierung sollte die im Gesetzentwurf vorgesehene gesamtschuldnerische Verpflichtung ersetzen. Bislang ist nicht hinreichend geklärt, wie sich auf deren Grundlage die notwendigen Investitionen rechtzeitig und sachgerecht auslösen lassen.

- **Meeresnaturschutz- und Fischereikomponente auch im CfD-Regime erhalten:** Die zu finanzierenden Aufgaben bestehen unabhängig vom Ausschreibungs- und Erlösmodell. Dies gilt auch für den Beitrag der Komponenten zur Akzeptanz des Offshore-Ausbaus. Die Finanzierung der Komponenten muss deshalb auch bei einer Vergabe auf Grundlage zweiseitiger Differenzverträge gesichert bleiben.

- **Grenzüberschreitende Realisierung im 70-GW-Ausbauziel verankern:** Ein Teil des gesetzlichen Ziels sollte verbindlich für grenzüberschreitende Projekte und deren Anrechnung vorgesehen werden. Dies schafft dem BSH eine planerische Grundlage, um Flächen und Netzanbindungen gemeinsam mit den Nachbarstaaten volkswirtschaftlich sinnvoll zu entwickeln und Abschattungsverluste zu begrenzen.

- **Pilotanlagen risikogerecht vergüten:** Die Vergütungshöhe sollte die besonderen Entwicklungs-, Demonstrations- und Ausfallrisiken sowie den industriepolitischen Nutzen berücksichtigen. Für die Erprobung kombinierter Konzepte mit Speichern, Elektrolyse und hybriden Offshore-Systemen braucht es eine nachvollziehbare weitere Entwicklungsperspektive.

2 Energie- und industriepolitische Steuerungswirkung der Novelle

Politischer Maßstab für die Novelle

- Realisierungschancen und Gesamtkosten zum Maßstab der Novelle machen und eine verlässliche Investitionsperspektive für die europäische Wertschöpfungskette schaffen.

Das WindSeeG und die aktuelle Novelle sind aus Sicht der Stiftung bisher zu einseitig aus energiepolitischer Perspektive gedacht und entsprechend ihrer diesbezüglichen Steuerungswirkung ausgestaltet worden.

Die Offshore-Windenergie ist für eine klimaneutrale Stromversorgung, die Verringerung fossiler Importabhängigkeiten und die Versorgung der Industrie mit grünem Strom von strategischer Bedeutung. Ihre Entwicklung entscheidet zugleich über industrielle Kompetenzen und Wertschöpfung in Deutschland und Europa. Das Festhalten an den Ausbauzielen muss deshalb mit Bedingungen verbunden werden, unter denen Projektentwickler, Hersteller und Infrastrukturbetreiber tatsächlich investieren können.

Im Mittelpunkt der gegenwärtigen Diskussion stehen rund 16 GW bereits bezuschlagter Projekte aus den Jahren 2023 bis 2025, für die noch keine finale Investitionsentscheidung vorliegt. Hier bestehen deutliche Anzeichen, dass einige dieser Projekte nicht realisiert werden. Die Unsicherheit darüber, wann und in welchem Umfang Aufträge wirksam werden, belastet die industrielle Planung jedoch schon heute.

Die von der Stiftung eingeholten Unternehmensrückmeldungen im Rahmen einer Auswirkungsanalyse zeigen bereits begonnenen Personalabbau, zurückgestellte Investitionen und zusätzliche Kosten durch Umplanung und ungenutzte Kapazitäten. Hersteller müssen Produktionslinien und qualifizierte Belegschaften über Jahre aufbauen. Installationsunternehmen finanzieren Spezialschiffe auf Grundlage langfristiger Auslastungserwartungen. Häfen und Netzbetreiber müssen bereits in erheblichem Maße investieren, bevor die Windparkentwicklung endgültig abgesichert ist. Ein späteres Scheitern einzelner Projekte kann daher weit über den jeweiligen Zuschlagsinhaber hinauswirken.

Hält eine Auftragslücke länger an, können Fachkräfte in andere Branchen wechseln und Produktionskapazitäten dauerhaft verloren gehen. Eine spätere Belebung der Nachfrage stellt diese Ressourcen nicht automatisch wieder her. Zugleich erhöht die Schwächung europäischer Anbieter das Risiko neuer strategischer Abhängigkeiten. Planbare Nachfrage ist damit eine Voraussetzung dafür, dass europäische Hersteller in Fertigung, Innovation und die Diversifizierung ihrer Lieferketten investieren können.

Die wirtschaftlichen Schwierigkeiten der Projekte haben unterschiedliche Ursachen. Veränderte Kosten und Stromerlöserwartungen treffen auf Netzanschlussrisiken sowie auf die bei den Auktionen eingegangenen Zahlungsverpflichtungen. Die Verantwortung für unternehmerische Entscheidungen bleibt bei den ‚erfolgreichen' Bietern. Politische Entscheidungen müssen zugleich die Folgen eines anhaltenden Stillstands für die Stromkunden und die Wertschöpfungskette berücksichtigen.

Der Erfolg der Novelle sollte deshalb daran gemessen werden, ob aus Zuschlägen finanzierbare Projekte, verbindliche Aufträge und betriebsbereite Windparks werden. Hohe Zahlungsgebote oder niedrige Zuschlagswerte allein bilden diesen Erfolg nicht ab. Maßgeblich sind auch Realisierungschancen, Finanzierungskosten und die gemeinsame Nutzung der bereits geplanten Infrastruktur.

3 Realisierung der Projekte aus 2023 bis 2025 ermöglichen

Änderungsbedarf für das parlamentarische Verfahren

- Eine einmalige, befristete Rückgabeoption mit zügiger Neuvergabe und Weiterverwendung geeigneter Projektunterlagen gesetzlich regeln.
- Eine Verlängerung der Betriebsdauer betroffener, bereits bezuschlagter, aber noch nicht realisierter Windparks auf 35 Jahre ermöglichen, soweit rechtlich zulässig; die Nutzung der Netzanbindungen mitregeln.
- Einen nachträglichen Wechsel bestehender Zuschläge in ein CfD-Regime nicht vorsehen.

3.1 Rückgabe und Neuvergabe gemeinsam regeln

Die Stiftung spricht sich für eine einmalige und zeitlich begrenzte Rückgabeoption für Zuschläge aus den Jahren 2023 bis 2025 aus. Der Mechanismus soll frühzeitig Klarheit über Projekte schaffen, für die unter den bestehenden Bedingungen keine belastbare Realisierungsperspektive besteht. Die Rückgabe muss mit einem Verfahren verbunden werden, das eine zeitnahe Neuvergabe und die anschließende Umsetzung ermöglicht.

Eine Rückgabe verursacht selbst Zeit- und Transaktionskosten. Sie ist daher gegenüber dem realistischen Alternativverlauf zu bewerten: Kann der bisherige Zuschlagsinhaber das Projekt noch finanzieren und umsetzen, oder drohen weitere Jahre ohne Investitionsentscheidung? Für grundsätzlich nicht mehr tragfähige Projekte wird eine frühzeitige, geordnete Neuvergabe geringere Schäden verursachen als ein späteres Scheitern nach längerem Stillstand.

Das Rückgabefenster sollte nach Inkrafttreten der gesetzlichen Regelung beginnen und einen verbindlichen Endpunkt haben. Die Bedingungen der Rückgabe und die Grundzüge der Neuvergabe müssen zu diesem Zeitpunkt feststehen. Das betrifft insbesondere die Behandlung von Sicherheiten und Pönalen, die Datenüberlassung, die Teilnahme an der erneuten Ausschreibung und den Umgang mit dem Netzanschlusstermin.

3.2 Verantwortung wahren und Vorarbeiten nutzbar machen

Der Rückgabemechanismus darf die erfolgreichen Bieter nicht pauschal von den Folgen ihrer wirtschaftlichen Entscheidungen entlasten und strategische Rückgaben nicht begünstigen.

Zugleich müssen seine Bedingungen einen wirksamen Anreiz zur frühzeitigen Rückgabe bieten. Dies gilt insbesondere für Projekte, die von erheblichen Verzögerungen der Netzanbindung betroffen sind. Erscheint es für die Zuschlagsinhaber wirtschaftlich vorteilhafter, die Projektrechte zunächst zu behalten und eine spätere gerichtliche Klärung möglicher Ansprüche abzuwarten, könnte der Mechanismus seine beabsichtigte Wirkung verfehlen. Die wirtschaftliche Belastung einer Rückgabe ist deshalb auch gegen die volkswirtschaftlichen Folgeschäden abzuwägen, die durch länger blockierte Flächen und ausbleibende Aufträge an die Wertschöpfungskette entstehen.

Die Rückgabe sollte eine geordnete Überlassung verwertbarer Untersuchungsdaten und Projektunterlagen einschließen. Baugrund-, Umwelt- und Messdaten sowie geeignete Genehmigungsunterlagen sollten weitergenutzt werden können, soweit Rechte Dritter und Vertraulichkeit gewahrt bleiben. Bereits abgeschlossene Untersuchungen ohne fachlichen Grund zu wiederholen, würde die Neuvergabe verzögern und Ressourcen binden.

Eine mögliche Vergütung für Daten sollte sich auf ihre nachgewiesene Qualität, Verwertbarkeit und den vermiedenen Aufwand beziehen. Vorhandene Genehmigungsstände und die technischen Voraussetzungen des Netzanschlusses sollten bereits vor der erneuten Auktion geklärt sein. Der neue Zuschlagsinhaber benötigt Realisierungsfristen, die nutzbare Vorarbeiten berücksichtigen und verbleibende Entwicklungsschritte realistisch abbilden.

Um strategische Rückgaben zu begrenzen, sollte ein Ausschluss des bisherigen Zuschlagsinhabers und verbundener Unternehmen von der erneuten Auktion derselben Fläche geprüft werden. Ein solcher Ausschluss muss rechtssicher gefasst sein und mit seinen Folgen für den Wettbewerb abgewogen werden.

3.3 Realisierung der verbleibenden Projekte unterstützen

Rückgabe und anschließende Neuvergabe können erst mit zeitlichem Verzug neue Aufträge für die Wertschöpfungskette auslösen. Parallel zur Rückgabeoption ist daher zu prüfen, welche rechtlich tragfähigen Maßnahmen bestehenden Projekten eine Investitionsentscheidung ermöglichen können. Hierzu gehören verlässlichere Netzanschlussbedingungen sowie eine gesonderte Bewertung von Zahlungszeitpunkten und Betriebsdauer. Die Stiftung unterstützt keinen nachträglichen Wechsel bereits bezuschlagter Projekte in ein CfD-Regime.

Eine Verschiebung von Zahlungsverpflichtungen in spätere Betriebsjahre könnte die Finanzierung in der Entwicklungs- und Bauphase entlasten. Ob sie einen relevanten Beitrag zur Realisierung leistet, hängt insbesondere von Verzinsung, Zahlungsprofil und erwarteten Erlösen ab. Vor einer entsprechenden Regelung sollte dieser Beitrag anhand belastbarer Projektrechnungen belegt und gegen mögliche Folgen für Netzkunden und Staat abgewogen werden.

Soweit rechtlich zulässig, befürwortet die Stiftung eine Verlängerung der Betriebsdauer der betroffenen, bereits bezuschlagten, aber noch nicht realisierten Windparks von 25 auf 35 Jahre. Die zusätzliche Nutzungsperspektive muss rechtzeitig verbindlich sein, damit Entwickler sie in ihren Investitionsrechnungen berücksichtigen können. Bleibt die Verlängerung bis zu einer späteren Einzelfallentscheidung ungewiss, kann ihre Wirkung auf anstehende Investitionsentscheidungen erheblich begrenzt sein.

Die erforderlichen technischen und regulatorischen Voraussetzungen auf Netzseite sind parallel zu schaffen. Über die Regulierung und die Ausgestaltung der Kostenanerkennung stehen dem Staat Instrumente zur Verfügung, um zusätzliche Kosten und Risiken einer längeren Nutzung der Netzanbindungen sachgerecht zu verteilen. Der FEP-Vorentwurf vom 22. Oktober 2026 eröffnet für mehrere 2023 bis 2025 bezuschlagte Flächen in den Gebieten N-9, N-11 und N-12 planerisch eine Verlängerungsperspektive; die längere Nutzbarkeit der zugehörigen Netzanbindungen soll im weiteren Verfahren konkretisiert werden. Eine verlängerte Nutzung von Windparks und Netzanbindungen muss mit Rückbau und späterer Nachnutzung abgestimmt werden, damit unnötige Erzeugungslücken vermieden werden.

Das laufende Gesetzgebungsverfahren sollte die notwendigen gesetzlichen Grundlagen jetzt schaffen. Soweit Maßnahmen später durch Rechtsverordnung konkretisiert werden können, müssen die hierfür erforderlichen Ermächtigungsgrundlagen und Zuständigkeiten bereits im laufenden Verfahren gesichert werden.

4 Künftige Ausschreibungen realisierungsfähig gestalten

Änderungsbedarf für das parlamentarische Verfahren

- Zweiseitige CfDs von Beginn an als gemeinsame Grundlage wettbewerblicher Auktionen vorsehen und die Indexierung verbindlich regeln.
- Eine Anhebung der vorgesehenen CfD-Höchstwerte unter Berücksichtigung veränderter Kosten- und Risikobedingungen in Erwägung ziehen.
- Sicherheiten nach Erlösregime differenzieren: 100 Euro je kW bei CfD-Zuschlägen; auf der ersten Stufe 250 Euro je kW zuzüglich fünf Prozent des Zahlungsgebots.
- Übermäßige Konzentration von Projektrechten und Marktmacht begrenzen; One Lease per Bidder sowie andere wirksame Instrumente unter Berücksichtigung bestehender Projektrechte und ihres Realisierungsstands prüfen.

4.1 Zweiseitige CfDs von Beginn an zugänglich machen

Der Regierungsentwurf sieht ein zweistufiges Verfahren vor: Zunächst werden Zahlungsgebote für die Vergabe der Fläche abgefragt; nur wenn dort kein Zuschlag zustande kommt, folgt eine Auktion auf Grundlage eines zweiseitigen Differenzvertrags. **Beide Modelle organisieren Wettbewerb.** Sie unterscheiden sich jedoch wesentlich in der Verteilung von Erlösrisiken und den daraus resultierenden Finanzierungskosten. **CfD-Projekte weisen grundsätzlich deutlich geringere Erlösrisiken und damit geringere Finanzierungskosten auf als Projekte ohne entsprechende Absicherung.** Dies verbessert ihre Realisierungschancen und senkt die Gesamtkosten des Offshore-Ausbaus. Zugleich können die Rückzahlungen bei hohen Markterlösen die volkswirtschaftlichen Belastungen durch geopolitisch ausgelöste Strompreisspitzen begrenzen. Die Stiftung hält deshalb ein CfD-only-Modell für volkswirtschaftlich vorzugswürdig. Zweiseitige Differenzverträge sollten von Beginn an die gemeinsame Grundlage wettbewerblicher Auktionen bilden.

Sofern der Gesetzgeber am zweistufigen Modell festhält, müssen beide Stufen zumindest konsistent ausgestaltet werden. Insbesondere dürfen die Anforderungen an Sicherheiten und Nachweise nicht dazu führen, dass finanzierbare CfD-Projekte mit vermeidbaren Zusatzkosten belastet werden. Die nachfolgenden Vorschläge zur Differenzierung der Sicherheiten in Abschnitt 4.4 gelten für diesen Fall und ändern nichts an unserer Präferenz für reguläre CfD-Auktionen.

4.2 Indexierung verbindlich regeln

Offshore-Projekte haben lange Entwicklungs- und Bauzeiten. Zwischen Zuschlag, finaler Investitionsentscheidung und Inbetriebnahme können sich wesentliche Kosten erheblich verändern. Besonders schwer kalkulierbare, etwa geopolitisch ausgelöste Kostenentwicklungen können belastbare Gebote erschweren. Ein transparenter, automatisch wirkender Indexierungsmechanismus soll solche Risiken angemessen zwischen Staat und Unternehmen verteilen. Er ersetzt nicht die unternehmerische Verantwortung für Beschaffung, Kostenkontrolle und die Tragfähigkeit des Projekts.

Die Indexierung sollte an geeignete Kostenindizes anknüpfen. Referenzzeitpunkt, erfasste Kostenanteile, Anpassungsintervalle und Endzeitpunkt müssen vor der Auktion feststehen. Die Regelung soll relevante Kostenentwicklungen sachgerecht abbilden und zugleich Anreize für eine effiziente Beschaffung erhalten. Sie ist keine nachträgliche Erstattung individueller Mehrkosten.

Eine Kurzanalyse von Frontier Economics verdeutlicht das mögliche Finanzierungspotenzial. Unter den dort gewählten Annahmen sinken die gewichteten Kapitalkosten um 0,32 bis 0,64 Prozentpunkte und die Stromgestehungskosten um rund 2,2 bis 4,3 Euro je Megawattstunde. Dabei handelt es sich um eine illustrative Modellrechnung. Die Effekte hängen von der Ausgestaltung der Indexierung und den Projektannahmen ab.

4.3 Höchstwerte und Flächenqualität zusammen betrachten

Die Stiftung hatte die im Entwurf vorgesehenen CfD-Höchstwerte in ihrer Stellungnahme vom August grundsätzlich als sachgerecht eingeschätzt. Die seither an uns herangetragenen Experteneinschätzungen sprechen angesichts geopolitischer Risiken und veränderter Kostenbedingungen für eine Neubewertung. Vor diesem Hintergrund erscheint eine Anhebung der vorgesehenen Höchstwerte zielführend, um einen möglichst breiten Wettbewerb, wirtschaftlich tragfähige Gebote und eine erfolgreiche Realisierung der Projekte zu ermöglichen.

Die angemessene Höhe ist anhand aktueller Kostenannahmen, der jeweiligen Flächenqualität und der Ausgestaltung der Indexierung zu bestimmen. Ein grundsätzlich höherer CfD-Höchstwert sollte deshalb in Erwägung gezogen werden. Die für die Bundesnetzagentur vorgesehenen Anpassungsspielräume können hierfür unter Berücksichtigung ihrer jeweiligen gesetzlichen Voraussetzungen eine Orientierung bieten. Der Höchstwert eröffnet den erforderlichen Gebotsspielraum; der tatsächliche Zuschlagswert wird im Wettbewerb ermittelt und kann unter dem Höchstwert liegen.

4.4 Sicherheiten nach dem Risikoregime differenzieren

Projekte, die nicht über ein CfD-Regime finanziert werden, haben deutlich erhöhte Realisierungsrisiken. Sicherheiten und Pönalen sind aus Sicht der Stiftung von fundamentaler Bedeutung, da sie die Erfüllung der Realisierungspflichten absichern und spekulativem Bieterverhalten entgegenwirken sollen. Sicherheitsleistungen binden allerdings liquide Mittel oder Avalrahmen, die für die Projektfinanzierung nicht zusätzlich zur Verfügung stehen. Die Kosten dieser Bindung fallen auch dann an, wenn das Projekt vertragsgemäß umgesetzt wird.

Die Höhe sollte deshalb nach Erlösregime und konkreten Realisierungsrisiken differenziert werden. Eine pauschale Erhöhung kann tragfähige Projekte verteuern und den Bieterkreis verengen, ohne die Ursachen einer Nichtrealisierung zu beheben. Die Größe eines Unternehmens allein ist zudem kein ausreichender Nachweis für die Tragfähigkeit seines Projekts.

Die Stiftung spricht sich dafür aus, die leistungsbezogene Sicherheit bei CfD-Zuschlägen auf 100 Euro je Kilowatt festzulegen. Damit schließen wir uns in diesem Punkt auch dem BDEW-Vorschlag vom 23. Oktober 2026 an. Bei Zuschlägen auf der ersten Stufe sollte sie 250 Euro je Kilowatt betragen; die zusätzliche Sicherheit von fünf Prozent des bezuschlagten Zahlungsgebots bliebe bestehen.

Sicherheit und Pönale sind dabei zu unterscheiden: Die Sicherheit gewährleistet, dass eine gegebenenfalls fällige Zahlung geleistet werden kann; die Pönale ist die finanzielle Folge eines bestimmten Pflichtverstoßes. Wo das Gesetz eine Pönale als Prozentsatz der Sicherheit bemisst, verändert eine Absenkung der Sicherheit zugleich die Höhe dieser Sanktion. Deshalb sollten Sicherheitsbeträge und die daran gekoppelten Pönalen gemeinsam überprüft werden. Unterschiedliche Pflichtverstöße und nicht beherrschbare Ereignisse erfordern eine angemessene Differenzierung.

4.5 Akteursvielfalt fördern

Die Stiftung unterstützt wirksame Maßnahmen zur Sicherung der Akteursvielfalt und insbesondere zur Begrenzung einer übermäßigen Konzentration von Projektrechten und Marktmacht. Das von Branchenverbänden vorgeschlagene Prinzip One Lease per Bidder ist hierfür ein geeigneter Ansatz. Das BMWE sollte jedoch auch andere Instrumente prüfen, die dieses Ziel wirksam erreichen. Dabei könnten neben den Zuschlägen einer einzelnen Ausschreibungsrunde auch der Umfang bereits gehaltener Projektrechte und deren Realisierungsstand berücksichtigt werden, insbesondere die Projektpipeline ohne finale Investitionsentscheidung.

Entsprechende Regeln müssen anhand transparenter, sachlicher und für alle Bieter gleicher Kriterien ausgestaltet werden. Maßgebliche Zeiträume und die Zurechnung konzernverbundener Unternehmen

sowie von Beteiligungen an Joint Ventures sind eindeutig festzulegen. Die Instrumente sollten Konzentrationsrisiken wirksam begrenzen und zugleich einen ausreichenden Wettbewerb um die ausgeschriebenen Flächen erhalten.

5 Den NZIA wirksam und verhältnismäßig umsetzen

Änderungsbedarf für das parlamentarische Verfahren

- Klare und praktikable Nachweisregeln sowie verbindliche Cyber- und Datensicherheitsanforderungen vor Inbetriebnahme gewährleisten.
- Für durch höhere Gewalt verursachte Lieferkettenstörungen die Voraussetzungen und Rechtsfolgen einer möglichen Differenzierung des zwingenden Widerrufs beim Resilienzkriterium prüfen und klar regeln.
- CO_2-Nachweise auf Grundlage der methodischen Arbeiten des Carbon Trust vereinheitlichen und Transportemissionen je Komponente erfassen.

5.1 Klare Anforderungen, praktikable Nachweise und sachgerechte Sanktionen

Die Stiftung unterstützt die Ziele des Net-Zero Industry Act. Cybersicherheit, diversifizierte Lieferketten und eine nachvollziehbare Bewertung der Klimawirkung sind Voraussetzungen für einen langfristig tragfähigen Offshore-Ausbau. Die Anforderungen müssen so konkretisiert werden, dass Entwickler und Hersteller sie bei Gebotsabgabe in ihre Planung einbeziehen und im weiteren Projektverlauf zuverlässig nachweisen können.

Die Stiftung unterstützt die Vorarbeiten des VDMA für eine praktikable und bürokratiearme Umsetzung sowie die methodischen Arbeiten des Carbon Trust und von SUSJIP zur CO_2-Bewertung. Begriffe, Komponentenabgrenzungen und Nachweisformate sollten möglichst europäisch abgestimmt werden. Geeignete vorhandene Dokumentationen sollten anerkannt werden, um zusätzlichen Nachweisaufwand zu begrenzen. Eine frühzeitige Abstimmung mit der zuständigen Behörde kann Unsicherheit reduzieren; sie ersetzt die Verantwortung der Unternehmen für die Einhaltung der Vorgaben nicht.

Der Gesetzentwurf sieht bei nicht fristgerecht nachgewiesener Einhaltung der Präqualifikationskriterien Cyber- und Datensicherheit sowie Lieferkettenresilienz dieselbe Rechtsfolge vor: Die Bundesnetzagentur muss den Zuschlag widerrufen, kann jedoch eine angemessene Nachfrist gewähren. Bei Cyber- und Datensicherheit hält die Stiftung eine solche Nachfrist grundsätzlich für einen geeigneten Weg, um behebbare Abweichungen zu korrigieren und die Einhaltung nachzuweisen. Anlagen dürfen erst in Betrieb genommen werden, wenn die Anforderungen erfüllt sind.

Beim Resilienzkriterium können Ereignisse höherer Gewalt hingegen Beschaffungswege beeinträchtigen, deren Wiederherstellung durch eine Nachfrist allein nicht sichergestellt werden kann. Dies kann etwa den Ausfall eines strategisch wichtigen Lieferanten betreffen, sofern dieser auf ein solches Ereignis zurückzuführen ist. Deshalb sollte unter Beachtung des Unionsrechts geprüft und gesetzlich klargestellt werden, ob und unter welchen Voraussetzungen der zwingende Widerruf in diesen Fällen differenziert werden kann. Zu regeln sind insbesondere die Anforderungen an den Nachweis höherer Gewalt und ihrer Auswirkungen auf die Beschaffung sowie das Verfahren und die möglichen Rechtsfolgen, wenn die Anforderungen trotz angemessener Nachfrist und zumutbarer Abhilfemaßnahmen nicht erfüllt werden können.

5.2 Die Klimawirkung methodisch belastbar bewerten

Die CO_2-Bewertung sollte auf den methodischen Arbeiten des Carbon Trust und seines Offshore Wind Sustainability Joint Industry Programme (SUSJIP) aufbauen. Sie sollte den gesamten Lebenszyklus erfassen und wesentliche Komponenten einschließlich ihrer Transportemissionen gesondert

ausweisen. Methodik und Nachweise müssen vor der Auktion feststehen. Geeignete vorhandene Dokumentationen sollten anerkannt und die Datengrundlagen entsprechend dem Projektfortschritt konkretisiert werden.

Produktionsstandort und Windparkstandort sind zu unterscheiden. Nicht frei wählbare Flächeneigenschaften sollten bei Projektvergleichen gesondert berücksichtigt werden. Emissionen, die durch Produktionsstandort, Lieferantenauswahl und Logistik beeinflusst werden, müssen Bestandteil der Bewertung bleiben. Dies macht die Klimavorteile emissionsärmerer europäischer Lieferketten sichtbar.

Die Stiftung hält an ihrer Augustposition fest, nur tatsächlich im Europäischen Wirtschaftsraum erzielte Emissionsminderungen zu berücksichtigen. Kompensationen oder Zertifikate für Emissionen außerhalb des EWR sollen diese nicht ersetzen. Außereuropäische Transportemissionen sind je Komponente gesondert zu erfassen. Weiterhin sollte geprüft werden, Transporte nur dann als emissionsarm zu bewerten, wenn mindestens 80 Prozent der Transportstrecke durch Unternehmen aus dem EWR durchgeführt werden.

6 Windparkentwicklung und Netzanbindung besser abstimmen

Änderungsbedarf für das parlamentarische Verfahren

- Mehr Verbindlichkeit aufseiten der Projektentwickler und der Übertragungsnetzbetreiber schaffen.
- Unmittelbar nach der Novelle eine Fokusgruppe unter Leitung des BMWE mit BSH, Bundesnetzagentur, ÜNB und Entwicklern zur Erarbeitung eines besser abgestimmten Realisierungsregimes einrichten.
- Bestehende Verordnungsermächtigungen bereits im laufenden Gesetzgebungsverfahren gezielt ergänzen und mit dem EnWG abstimmen.

Eine verlässliche Abstimmung von Windparkentwicklung und Netzanbindung ist entscheidend für Investitionen, die Auslastung der Infrastruktur und planbare Aufträge an die Wertschöpfungskette. Das bisherige System hat die hierfür erforderliche Synchronisierung und Verbindlichkeit nicht ausreichend sichergestellt. Die Stiftung befürwortet deshalb mehr Verbindlichkeit aufseiten der Projektentwickler und der Übertragungsnetzbetreiber. Zur konkreten Ausgestaltung bestehen jedoch weiterhin unterschiedliche und teilweise noch nicht abschließend entwickelte Positionen wichtiger Akteure. Die Stiftung beteiligt sich aktiv an diesem Austausch. Eine abschließende Bewertung der Regelungsoptionen und ihrer Wechselwirkungen steht noch aus.

Mit Blick auf den Zeithorizont des parlamentarischen Verfahrens und die Komplexität der Thematik erscheint es zielführend, eine Fokusgruppe unter Leitung des BMWE mit BSH, Bundesnetzagentur, Übertragungsnetzbetreibern und Projektentwicklern unmittelbar im Anschluss an das Verfahren einzurichten, um zeitnah wirksame und ausgewogene Vorschläge für ein besser abgestimmtes Realisierungsregime zu erarbeiten. Damit geeignete Maßnahmen anschließend zügig umgesetzt werden können, sollte der Gesetzgeber bereits im laufenden Verfahren die bestehenden Verordnungsermächtigungen gezielt ergänzen und mit den Regelungen und Festlegungsbefugnissen des EnWG abstimmen. Ziel ist eine hinreichend bestimmte Grundlage für die nähere Ausgestaltung aufeinander abgestimmter Realisierungs- und Nachweispflichten auf beiden Seiten.

7 Gemeinschaftliche Rettungsinfrastruktur in der Nordsee ermöglichen

Änderungsbedarf für das parlamentarische Verfahren

- Eine bundesstaatlich initiierte Organisationsform für gemeinschaftliche Rettungsinfrastruktur anstelle einer gesamtschuldnerischen Verpflichtung verankern.
- Verordnungsermächtigung zur Umsetzung verankern.

Mit dem Ausbau in küstenfernere Gebiete der deutschen Nordsee steigen die Anforderungen an die medizinische Notfallversorgung. Die künftig betrachteten Flächen können mit den heutigen landgestützten Rettungssystemen nicht durchgängig innerhalb der erforderlichen Hilfsfristen erreicht werden. Eine rechtzeitig verfügbare Offshore-Rettungsinfrastruktur ist deshalb eine Voraussetzung für den weiteren Ausbau und den Schutz der Beschäftigten.

Die Stiftung spricht sich für eine bundesstaatlich initiierte Organisationsform aus, die Planung, Errichtung und Betrieb der gemeinschaftlichen Rettungsinfrastruktur verlässlich ermöglicht. Die Finanzierung sollte tatsächliche und künftige Nutzer transparent und sachgerecht einbeziehen. Betreiber benötigen klar bestimmte Beiträge und Verantwortlichkeiten. Die im Entwurf eröffnete gesamtschuldnerische Verpflichtung sollte durch ein kalkulierbares gemeinschaftliches Modell ersetzt werden.

Eine im Auftrag der Stiftung erstellte PwC-Studie zeigt organisatorische und finanzwirtschaftliche Lösungswege auf. Eine zentrale Herausforderung besteht darin, dass die Infrastruktur vorbereitet und finanziert werden muss, bevor alle späteren Nutzer feststehen. Heutige Betreiber mit funktionierenden Rettungskonzepten sollen durch die Finanzierung künftiger küstenferner Projekte nicht wesentlich schlechter gestellt werden.

Für tragfähige Finanzierungskonditionen ist nach der Studie eine staatliche Absicherung der Initialinvestitionen erforderlich. In Betracht kommen eine Bundesbürgschaft, Gewährträgerhaftung oder ein vergleichbarer Mechanismus. Diese Absicherung ergänzt die sachgerechte Finanzierung durch die Nutzer. Das Vorfinanzierungs- und Ausbaupfadrisiko kann nicht allein den bereits aktiven Betreibern zugewiesen werden, solange weitere spätere Nutzer noch nicht feststehen.

Nach der zugrunde gelegten Zeit- und Ausbauplanung muss die Infrastruktur Anfang 2034 einsatzbereit sein. Damit dies gelingt, müssen technisches Konzept, Organisation, Finanzierung und Genehmigungspfad bis Mitte 2027 verbindlich geklärt sein. Der parlamentarische Gesetzgeber sollte deshalb jetzt die organisatorische und finanzierungsnotwendige Grundlage schaffen und die anschließende Umsetzung ermöglichen. Die PwC-Studie bietet darauf aufbauend eine umfassende Bewertung verfügbarer technischer Konzepte und ihrer Kosten.

8 Weitere Regelungsbedarfe

Änderungsbedarf für das parlamentarische Verfahren

- Meeresnaturschutz- und Fischereikomponente auch im CfD-Regime erhalten.
- Einen Teil des 70-GW-Ziels gesetzlich für grenzüberschreitende Realisierung und Anrechnung vorsehen und damit dem BSH einen planerischen Auftrag geben.
- Pilotanlagen risikogerecht vergüten und eine Entwicklungsperspektive für kombinierte Energiekonzepte schaffen.

8.1 Harmonisierung & Akzeptanz: Meeresnaturschutz- und Fischereikomponente auch in CfD-Stufe erhalten

Gemeinsam mit NABU und dem Deutschen Fischerei Verband setzt sich die Stiftung dafür ein, die Meeresnaturschutz- und Fischereikomponente auch bei einer Vergabe unter dem CfD-Regime zu

erhalten. Die Auswirkungen des Offshore-Ausbaus auf marine Lebensräume und die Fischerei bestehen unabhängig davon, unter welchem Erlösmodell ein Windpark realisiert wird.

Die Komponenten leisten einen Beitrag zum Schutz mariner Ökosysteme und zur Anpassung einer nachhaltigen Fischerei. Ihre Finanzierung sollte dauerhaft gesichert und so ausgestaltet werden, dass sie mit der Wirtschaftlichkeit der Projekte vereinbar ist. Ein Wechsel des Ausschreibungsmodells darf diese Aufgaben nicht strukturell von der Finanzierung ausschließen.

8.2 Grenzüberschreitende Realisierung im Ausbauziel verankern

Die Stiftung unterstützt, einen Teil des gesetzlichen Ausbauziels von 70 GW bis 2045 verbindlich für die grenzüberschreitende Realisierung von Offshore-Windprojekten und deren Anrechnung auf das deutsche Ausbauziel festzulegen. Eine allgemeine Möglichkeit zur grenzüberschreitenden Zusammenarbeit allein gibt dem BSH noch keine hinreichend bestimmte rechtliche Grundlage, um diesen Anteil in der Flächenentwicklungsplanung zu berücksichtigen.

Ein gesetzlich bestimmter Anteil würde die Planung grenzüberschreitender Projekte mit der Entwicklung der deutschen Flächenkulisse verbinden. Geringere Leistungsdichten und eine mit den Nachbarstaaten abgestimmte Flächenentwicklung können Abschattungsverluste begrenzen, Erträge verbessern und sich damit als volkswirtschaftlich deutlich sinnvoller erweisen. Der grenzüberschreitende Anteil muss deshalb frühzeitig in Flächenplanung, Ausschreibungen und Netzausbau berücksichtigt werden.

Die gesetzliche Verankerung ist durch klare Regeln zur Anrechnung, zur Vermeidung von Doppelzählungen und zur Umsetzung der erforderlichen Netzanbindungen zu ergänzen. Bilaterale Vereinbarungen müssen den jeweiligen Beitrag zu den Ausbauzielen, die Projektvergabe und die Verteilung von Kosten und Erlösen konkretisieren. Der Bundesratsvorschlag, die Umsetzung internationaler radialer oder hybrider Offshore-Anbindungen im EnWG verbindlicher zu regeln, ist hierfür ein ergänzender Ansatz.

8.3 Pilotanlagen und kombinierte Energiekonzepte

Pilotanlagen benötigen eine Vergütung, die ihre besonderen Entwicklungs-, Demonstrations- und Ausfallrisiken berücksichtigt. Die Stiftung hält deshalb eine Überprüfung der Vergütungshöhe für erforderlich. Maßgeblich sollten die tatsächlichen Kosten und Risiken sowie der industriepolitische Nutzen der Erprobung neuer Anlagen- und Gründungstechnologien sein.

Pilotregelungen sollten anschlussfähig für Speicher, Elektrolyse und hybride Offshore-Konzepte sein. Erfolgreiche Demonstrationsvorhaben brauchen eine nachvollziehbare Perspektive für die weitere Entwicklung. Fragen des Flächenzugangs, der Netzanbindung, der Kostenverteilung und der Einordnung in Ausbauziele und Absicherungssysteme sind dafür frühzeitig zu klären.