

STELLUNGNAHME

Zur Konsultation „Windenergie auf See-Gesetz“

19.12.2025

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

<u>1 KOSTENEFFIZIENZ UND SYNCHRONISIERUNG</u>	3
1.1. OPTIMIERUNG	3
1.2. WASSERSTOFF	6
<u>2 MARKTINTEGRATION UND AUSSCHREIBUNGEN</u>	7
2.1. GEBOTSVERFAHREN	7
2.2. ABSICHERUNG	13
2.3. QUALITATIVE KRITERIEN	14
2.4. SICHERHEITEN UND PÖNALEN	17

Einleitung

Der BWO begrüßt die Konsultation zur geplanten Novellierung des WindSeeG vom 11. November 2025. und nimmt im Folgenden Stellung zu den darin enthaltenen Themenbereichen und Fragen.

1 Kosteneffizienz und Synchronisierung

1.1 Optimierung

Der BWO begrüßt ausdrücklich, dass das BMWE im Rahmen der aktuellen Konsultation die im informatischen Anhang 3 des Flächenentwicklungsplans 2025 (FEP) dargestellten Optimierungsmaßnahmen weiter vertieft und dabei die Rückmeldungen aus der vorangegangenen Konsultation des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) aufgreift. Der BWO hatte sich hierzu ebenfalls in einer [Stellungnahme](#) positioniert. Die Zielsetzung, Systemkosten durch eine effizientere Nutzung von Infrastruktur und verfügbaren Flächen zu senken, ist aus Sicht des BWO grundsätzlich nachvollziehbar. Besonders positiv hervorzuheben ist, dass die Senkung der Leistungsdichte zur Begrenzung von Abschattungseffekten Teil des Zielkanons ist und dass eine stärkere Flexibilität zur Steigerung der Volllaststunden angestrebt wird.

Der Beantwortung der Fragen muss aus Sicht des BWO allerdings vorweggestellt werden, dass das hier vor allem adressierte Overplanting, bzw. die Spitzenkappung, nur eine von vielen Maßnahmen zur Optimierung ist. Diese Maßnahmen sollten gleichberechtigt diskutiert, evaluiert und bei Eignung implementiert werden. Dazu zählen u.a.: die Senkung der Leistungsdichte auf zukünftig auszuschreibenden Flächen auf unter 10 MW/km²; eine auf Minimierung von Abschattungseffekten und Maximierung von Volllaststunden ausgerichtete Anpassung der Ausbaureihenfolge; sowie die Möglichkeit der Erschließung und radialen Anbindung von Flächen in Nachbarländern wie Dänemark, wie es auch der aktuelle Koalitionsvertrag vorsieht.

Um die Auswirkungen dieser Maßnahmen aufzuzeigen und auf eine fundierte wissenschaftliche Grundlage zu stellen, geben der BWO und BDEW zwei zusammenhängende Studien beim Fraunhofer IWES und Frontier Economics in Auftrag, in denen die Offshore-Optimierungsmaßnahmen Reduktion der Bebauungsdichte, grenzüberschreitende radiale Flächenkooperation mit Dänemark und flächenspezifische Überbauung/Spitzenkappung aus betriebs- und volkswirtschaftlicher Sicht umfassend untersucht werden sollen. Ziel dabei ist es, Ergebnisse bis Ende Januar/Februar 2026 vorliegen zu haben und diese in die Prozesse zur WindSeeG- und FEP-Weiterentwicklung einbringen zu können. Ohne solche wissenschaftlichen Grundlagen sollten keine vorschnellen Annahmen und Entscheidungen zu volkswirtschaftlichen Optima getroffen werden.

Aus Sicht des BWO ist zudem entscheidend, dass Optimierungspotenziale nicht einseitig zu Lasten der Entwickler gehoben werden. Die einseitige Netzkostenoptimierung darf nicht der alleinige Fokus einer kosteneffizienten Ausbauplanung sein. Entwickler agieren bereits heute im Rahmen des betriebswirtschaftlich Sinnvollen und Möglichen. Das Maß der flächenspezifischen optimalen Überbauung sollte ihnen überlassen bleiben. Diese Flexibilität muss erhalten bleiben. Starre Überbauungsvorhaben würden ein weiteres Investitionshemmnis für Offshore Windenergie darstellen und Projektrisiken weiter steigen lassen. Im Zusammenspiel mit einer Anpassung des Auktionsdesign ist davon auszugehen, dass sich diese zusätzlichen Kosten in höheren PPA- oder CfD-Preisen widerspiegeln würden. Auch diese Effekte, und daraus resultierende höhere Strompreise, müssen bei einer volkswirtschaftlichen Betrachtung mit einbezogen werden. Sollte sich aus der oben genannten Studie ergeben, dass volkswirtschaftlich höhere Überbauungswerte betriebswirtschaftliche Optima übersteigen, muss die darüberhinausgehende Überbauung zwingend kompensiert werden.

Es ist erforderlich, betriebswirtschaftliche und volkswirtschaftliche Argumente sowohl der Übertragungsnetzbetreiber als auch der Offshore-Windpark-Entwickler für und gegen die Spitzenkappung ganzheitlich und systematisch miteinander abzuwägen. Der BWO spricht sich dafür aus, regulatorische Anreize als

Alternative zu regulatorischen Vorgaben für die Spitzenkappung zu prüfen. Ziel muss sein sowohl betriebswirtschaftliche als auch volkswirtschaftliche Optima zu berücksichtigen.

Wir beantworten die Fragen 1 und 2 gemeinsam.

Frage 1: Wie entwickeln sich aus Ihrer Sicht die nach stündlichen Strommarktpreisen gewichteten Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung der Kosten für die Netzanbindung für spezifische Überbauungsgrade von 5%, 10%, 15%, 20% und 25% auf einzelnen Flächen bzw. in einzelnen Gebieten? / Frage 2: Welches Verhältnis aus OWP-Nennleistung und ONAS-Nennleistung kann aus betriebswirtschaftlicher Sicht gebiets- bzw. flächenspezifisch als kostenoptimal (auch unter Berücksichtigung der veränderten Erlöse) angenommen werden? Ab welchem Überbauungsgrad wäre diese Optimierung aus betriebswirtschaftlicher Sicht wieder aufgebraucht?

Die Überbauung führt zu deutlich höheren Investitionskosten, vor allem für zusätzliche Turbinen, Fundamente und Kabel. Turbinen machen etwa 50-60 % der Investitionskosten eines Windparks aus. Der ohnehin bestehende Preisdruck für Entwickler wird dadurch weiter erhöht. Eine Überbauung über das betriebswirtschaftlich sinnvolle Maß hinaus, in Verbindung mit Spitzenkappung, führt mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einer Erhöhung der Stromgestehungskosten (LCOE), was wiederum dem Ziel eines rein marktlichen Ausbaus entgegensteht, da bspw. die Preise für PPAs entsprechend höher sein müssten.

Das betriebswirtschaftlich darstellbare Potenzial für eine Überbauung der Netzanbindung wird von den Entwicklern je nach Fläche und individuellen Gegebenheiten im Regelfall auf etwa 5 % geschätzt. Das Maß der optimalen Überbauung für eine spezifische Fläche sollte nach Ansicht des BWO grundsätzlich den Projektentwicklern überlassen werden, die bereits heute bestehende Regelungen im FEP anwenden und eine Überbauung in einem betriebswirtschaftlich sinnvollen Umfang durchführen. Eine pauschale Vorgabe für alle Flächen wird abgelehnt, da die wirtschaftlichen Risiken der Maßnahme vollständig bei den Entwicklern liegen. Eine Überbauung über diesen Bereich hinaus ist aus betriebswirtschaftlicher Sicht in der Regel nicht mehr sinnvoll. Der BWO sieht daher die Verpflichtung zu einer über die Netzanbindungs kapazität hinausgehenden Windparkleistung grundsätzlich kritisch, solange sie nur einseitig zu signifikanten Mehrkosten auf Seiten der Entwickler führt.

Die in der Einführung zu diesem Kapitel genannte Studie des BWO und BDEW kann hierzu die notwendige Datengrundlage legen. Sie liefert Klarheit zu bisherigen Schätzungen und Annahmen. Sollte sich aus der Studie ergeben, dass volkswirtschaftlich höhere Überbauungswerte betriebswirtschaftliche Optima übersteigen, muss die darüberhinausgehende Überbauung zwingend kompensiert werden. Optimierungspotenziale auf Netzseite dürfen nicht einseitig zu Lasten der Entwickler gehoben werden. Nichtsdestotrotz sollten etwaige Überbauungsvorgaben immer flächenspezifisch und in Abstimmung mit der Branche im Zuge des FEP-Prozesses erarbeitet werden.

Frage 3: Welche betriebswirtschaftlichen Gegeneffekte zu den erhöhten Investitionskosten und der Spitzenkappung sind zu berücksichtigen? Welche Erlöseffekte auf OWP-Seite stellen sich im Teillastbereich ein? Wie wirken sich die erhöhten Volllaststunden der Windparks aus?

Den „gekappten“ Mengen stehen im Grundsatz zwar höhere Erträge durch die höhere Auslastung im Teillastbereich des OWP gegenüber. Diese Erträge werden allerdings auch durch zusätzliche interne Abschattung von weiteren Turbinen reduziert. Auch müssen Abschattungseffekte auf andere Fläche beachtet werden. Dadurch werden auch Volllaststunden reduziert. Das wirkt damit klar dem Ziel der Erhöhung der Ertragseffizienz entgegen. Das entsteht nicht nur durch Abschattung, sondern da zusätzliche Turbinen installiert werden müssen, die aufgrund der Spitzenkappung lediglich 50% der Ertragswerte (im Vergleich zur Nicht-Kappung) erreichen. Das wird auch nicht durch Mehrerträge im Teillastbereich ausgeglichen, da gerade die ertragreichen Zeiten gekappt werden. Dies zeigt bereits die IWES Adhoc-Analyse zum FEP 2025 sehr klar auf.

Bislang liegen aber noch keine belastbaren Berechnungen für einzelne Fläche vor, wie sich Ertragsausfälle und Mehrerträge hinsichtlich der Strommengen in der Bilanz darstellen. Zudem liegen auch keine

Berechnungen hinsichtlich der monetären Auswirkungen vor, die robuste Annahmen über den Wert des Stroms zu bestimmten Erzeugungszeiten treffen.

Wir halten es für dringend erforderlich, dass das BSH hierzu zeitnah Analysen durchführen lässt, welche die jeweiligen Marktwerte von erzeugten und gekappten Strommengen reflektiert. Diese Analysen sollten, zusammen mit den erwarteten Kosteneinsparungen bei den ÜNB, den erwarteten Mehrkosten (CAPEX und OPEX) sowie den Kosten durch mögliche Ertragsausfälle in eine volkswirtschaftliche Gesamtrechnung münden. Diese sollte ebenfalls Auswirkungen auf den Strommarkt sowie mögliche CO2-emissionssteigernde Effekte in Folge des geringeren Dargebotes an CO2-freiem Strom darstellen.

Frage 4: Welche Effekte bzw. Wechselwirkungen bestehen aus Ihrer Sicht zwischen Optimierung und dem weiter unten diskutierten Ausschreibungsdesign?

Zentral ist, die Volllaststunden auf den Flächen zu erhöhen. Die vom BWO oben aufgeführten Maßnahmen (u.a. die Reduzierung der Leistungsdichte; eine auf Minimierung von Abschattungseffekten und Maximierung von Volllaststunden ausgerichtete Anpassung der Ausbaureihenfolge; sowie die Möglichkeit der Erschließung und radialen Anbindung von Flächen in Nachbarländern wie Dänemark) tragen dazu maßgeblich bei. Mehr Volllaststunden lasten die Anlagen und die Anbindung besser aus, verbessern die finanziellen Erträge und führen zu besser marktlich finanzierbaren Projekten und geringerem Risikoabsicherungsbedarf. Zudem, je höher grundsätzlich die Volllaststunden auf einer Fläche sind, desto geringer würde ein mögliches volkswirtschaftlich optimales Overplanting ausfallen.

Die Spitzenkappung erhöht zusätzlich die ohnehin schon bestehenden Investitionsrisiken und die Finanzierungskosten der Projekte. Damit wird eine rein marktliche Umsetzung von Projekten zusätzlich erschwert, da bspw. die Preise für PPAs entsprechend höher sein müssten. Der gleiche Effekt ist bei Nutzung eines zweiseitigen CfDs als Absicherungsinstrument anzunehmen. Die höheren Investitionskosten werden sich in höheren CfD-Strike-Preisen widerspiegeln. Unter diesen Umständen ist mit erhöhten Stromerzeugungskosten zu rechnen.

Zur Aufrechterhaltung der Investitionssicherheit für neue Flächen wäre ein Risikoabsicherungsinstrument für zusätzliche Investitionskosten und Ertragsausfälle aus Sicht des BWO unerlässlich. Die Höhe der Kompensation müsste u.a. auf Basis einer Ertragsausfallberechnungen durch die Spitzenkappung erfolgen. Die unten im Kapitel zu Ausschreibungsdesign genannten zweiseitigen Differenzkontrakt sind dafür als Risikoabsicherungsinstrument geeignet. Bei einem zweiseitigen CfD würden OWP-Betreiber etwaige Mehrkosten auf den jeweiligen Flächen einpreisen, wobei nach wie vor nur das wettbewerbsfähigste Gebot zum Zuge käme, welches in Summe zur höchsten Kostensparnis führt.

Frage 5: Welche Ideen mit einem hinreichenden technischen Reifegrad bestehen für eine mögliche alternative Nutzung der Strommengen, die einer Spitzenkappung unterliegen?

Der BWO sieht derzeit keine mit hinreichendem technischem Reifegrad verfügbare Technologie, die wirtschaftlich ausschließlich mit den Strommengen, die einer Spitzenkappung unterliegen betrieben werden könnten.

Frage 6: Welche Auswirkungen auf den Netzausbau an Land sind aus Ihrer Sicht zu erwarten?

Die Vorteile eines stärker ausgelasteten ONAS werden möglicherweise nicht in dem gewünschten Ausmaß realisiert, solange landseitige Netzengpässe bestehen. Viele Offshore-Windparks müssen derzeit aufgrund von Redispatch abgeregelt werden, da der Netzausbau an Land zwar beschleunigt, aber noch hinter den gesetzlichen Zielmarken zurückbleibt. Der BWO empfiehlt daher, den Fokus auf die Beseitigung landseitiger Netzengpässe zu legen, um die Netzkosten zu reduzieren und das volle Potenzial der Offshore-Anbindungssysteme nutzen zu können. Darüber hinaus sollten die Einspareffekte durch ONAS-Optimierung nicht überschätzt werden, solange die landseitige Infrastruktur nicht entsprechend angepasst wird.

1.2. Wasserstoff

Offshore-Elektrolyse sollte jetzt real erprobt und mit klaren Zielen weiterentwickelt werden. Sie darf aber nicht den Fokus von den zentralen Optimierungsmaßnahmen ablenken, wie sie der BWO in den Antworten im vorherigen Kapitel fordert und ausführt. Offshore Wasserstoff kann Teil der langfristigen Lösung sein, kurzfristig müssen aber andere Optimierungsmaßnahmen priorisiert werden.

Gelingt der Nachweis von Reife und Nutzen, kann die Technologie insbesondere in küstenfernen Zonen möglicherweise zu geringeren Gesamtkosten, verlässlicher grüner H2-Versorgung der Industrie, geringerer Importabhängigkeit und damit zur Erreichung der Klimaziele 2045 beitragen.

A. Technologische Aspekte

Frage 1 und Frage 2 werden gemeinsam beantwortet.

Frage 1: Ab wann können Elektrolyseure auf See in industriellem Maßstab eingesetzt werden? / Frage 2: Wie weit fortgeschritten ist die technische Entwicklung, insbesondere in Bezug auf die Integration und Anpassung an Offshore-Umgebungen, und welche Dimensionierungen sind in den nächsten Jahren realistisch erreichbar?

Aktuell ist aus Sicht des BWO unklar, wann diese Technologie im industriellen Maßstab auf See eingesetzt werden kann. Daher ist aus Sicht des Verbands eine abgestufte Herangehensweise geboten: Um die Marktreife der Offshore-Elektrolyse zu demonstrieren und weitere Innovationen in diesem Bereich zu fördern, unterstützt der BWO die Entwicklung von ersten Demonstrationsprojekten und die anschließende baldige Realisierung der SEN1-Ausschreibung. Es braucht den schrittweisen Hochlauf der Technologie, ähnlich wie es bei der Offshore Wind Technologie selbst der Fall war.

Die wichtigsten Schritte zur Weiterentwicklung der industriellen Offshore-Wasserstoffproduktion bestehen darin, die Schnittstellen zwischen den kommerziellen, technischen und operativen Aspekten zu testen und Erfahrungen zu sammeln. Die Sektorenkopplung, bei der der Strom sowohl aus Offshore-Windenergie als auch aus dem Netz bezogen wird, sollte in der Praxis realisiert werden.

Um sicherzustellen, dass alle wesentlichen technischen und betrieblichen Aspekte ordnungsgemäß getestet werden, sollten Demonstrationsprojekte idealerweise über einen ausreichend langen Zeitraum laufen, um elektrolytische Lebenszyklusereignisse wie Stack-Austausch und Wartungszyklen abzudecken.

Damit sich diese Technologie weiterentwickelt, braucht es klare Ziele und einen Ausbaupfad. Hierfür eignen sich küstenferne Gebiete in Zone 4 besonders. Nach einem erfolgreichen Test der Technologie durch SEN-1 könnten dort langfristig größere Projekte kosteneffizient auf Energiehubs realisiert werden.

Frage 3: Wie sehen optimale Konditionen für Offshore-Elektrolyse mit Blick auf die spezifischen Offshore-Bedingungen (Wetter, Salzwasser, Infrastruktur) aus?

Die wichtigsten optimalen Bedingungen für die Offshore-Elektrolyse sind eine geeignete Wassertiefe und Offshore-Windressourcen mit geringen Nachlaufeffekten:

- Gute Windbedingungen senken die Kosten der Offshore-Wasserstofferzeugung.
- Geringe Wassertiefen wirken sich positiv auf die Baukosten und den LCOH/LCOE aus.

Darüber hinaus ist es entscheidend, ein Cluster für die Offshore-Sektorkopplung zu schaffen, um

- a) die Nähe zu Offshore-Windparks zu erhöhen und damit die Kosten für Inter-Array-Kabel zu reduzieren, und
- b) die Nähe zu Infrastruktur sicherzustellen, um Strom und Wasserstoff zu den Verbrauchern zu transportieren.

B. Kosten / Finanzierung

Frage 4: Wie viele Betriebsstunden sind für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlich? Kann ein Geschäftsmodell auch auf Strommengen basieren, die einer Spitzenkappung unterliegen?

In der Offshore Elektrolyse könnte zwar grundsätzlich eine Nutzung dieser gekappten Strommenge erfolgen. Für einen Offshore Elektrolyseur geht der BWO aber nicht von einem wirtschaftlichen Betrieb mit ausschließlich gekappten Strommengen und der damit einhergehenden unregelmäßigen Auslastung aus. Da die Spitzenkappung in der Nordsee in allen gekappten Systemen miteinander zeitlich korrelieren würde, wäre ein solcher Elektrolyseur voraussichtlich ebenfalls nicht wirtschaftlich sinnvoll zu betreiben.

D. Skalierung

Frage 2: Welche Herausforderungen sehen Sie bei der Ausbildung von Fachkräften für die Konstruktion, den Betrieb und die Wartung von Offshore-Wasserstoffanlagen?

Deutschland bildet bereits seit über 10 Jahren erfolgreich Personal für den Betrieb und die Wartung von Offshore Windanlagen aus. Es gibt mehrere Trainingszentren, die sich auf die Ausbildung von entsprechendem Offshore Personal und die Sicherheit spezialisiert haben. Dort könnten pro Jahr mehrere 100 Mitarbeiter ausgebildet werden. Daneben gibt es ExpertInnen mit jahrzehntelanger Erfahrung im Umgang mit Öl und Gas und auch hochexplosiven Stoffen aus der deutschen Öl und Gasförderung, beispielsweise auf der künstlichen Insel "Mittelplate" in der Nordsee. Diese Erfahrung und Basis könnte auch für Fachkräfte für den potenziellen Betrieb und die Wartung von Offshore-Wasserstoffanlagen dienen.

2 Marktintegration und Ausschreibungen

Der aktuelle Investitionsrahmen für Offshore Wind passt nicht mehr zu den geänderten Rahmenbedingungen. Das ursprünglich im Jahr 2017 eingeführte WindSeeG sowie die Novellierungen aus den Jahren 2020 und 2022 konnten wesentliche Entwicklungen wie die Dynamik des europäischen Marktes und neue technologische Optionen noch nicht umfassend berücksichtigen. Andere Staaten passen inzwischen ihre Investitionsrahmen mit Absicherungsinstrumenten an, woraus sich dringender Handlungsbedarf für Deutschland ergibt. Das WindSeeG sowie weitere relevante offshore-bezogene rechtliche Rahmenbedingungen bedürfen daher einer grundlegenden Weiterentwicklung, um den aktuellen und zukünftigen Anforderungen gerecht zu werden.

Vor dem Hintergrund, der unter der folgenden Frage genannten Herausforderungen und den gescheiterten Auktionen im August 2025 besteht ein dringender Reformbedarf, der durch die europäischen 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 und Zuschlagskriterien, dringend erforderlich macht.

Im Mittelpunkt der Reform müssen aus Sicht des BWO die Kosteneffizienz und die Sicherstellung des weiteren Zubaus 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.

2.1. Gebotsverfahren

Frage 1: Wie schätzen Sie einen möglichen Absicherungsbedarf in Zukunft ein? Welche Faktoren sind Ihrer Meinung nach dafür maßgeblich? Wie groß sind die damit verbundenen Unsicherheiten?

Die Höhe des nötigen Absicherungsbedarfs hängt maßgeblich von einem positiven Markt- und Investitionsraumfeld ab. Die Branche bekennt sich zu einem marktlich getriebenen Ausbaupfad. Das Umfeld dafür besteht aber derzeit nicht. Entsprechend gibt es derzeit den Bedarf für die Einführung eines Risikoabsicherungsinstruments in Form von zweiseitigen CfDs. Bei der Einführung zweiseitiger CfDs müssen die Auswirkungen auf die Finanzierbarkeit der sich in der Entwicklung befindlichen Offshore-Windparks (OWP) adäquat berücksichtigt werden.

Die Offshore-Windenergie-Branche steht vor Herausforderungen und Unsicherheiten, die zu starken Steigerungen bei den Projekt- und Kapitalkosten geführt haben. Diese aktuellen Herausforderungen gefährden Investitionen in bereits bezuschlagte als auch zukünftige Projekte und damit den Fortschritt eines volkswirtschaftlich effizienten Offshore-Wind-Ausbaus:

- Materialkosten und Lieferengpässe: Knappheiten von Rohstoffen und Komponenten, sowie fehlende Planungssicherheit für die Lieferketten mit gescheiterten Auktionen, treiben die Kosten. Dazu zählen bspw. Engpässe und lange Lieferzeiten für Turbinen. Pläne zur Kapazitätserhöhung in der Lieferkette wurden durch mangelnde Planungssicherheit teilweise wieder zurückgenommen. Zusätzlich gibt es Verzögerungen aufgrund fehlender Spezialschiffe und nicht genügend Hafenkapazitäten. Generell haben sich die Kosten für Material und Logistik in den vergangenen Jahren drastisch verteuert. [Markterhebungen der Dänischen Energieagentur](#) gehen von einer Kostensteigerung von bis zu 30 % für Windenergieanlagen auf See für die Inbetriebnahmejahre ab 2030 aus.
- Volatile Strompreisentwicklung: Die Wahrscheinlichkeit von externen und geopolitischen Schocks auf den Strommarkt haben zugenommen. Starke Preisschwankungen im Strommarkt sorgen für weitere Unsicherheit und erhöhen Risikoauflösungen.
- Schwäche im PPA-Markt: Die Erlöse aus (noch nicht abgeschlossenen) PPA-Verträgen sind zum Zeitpunkt der Auktion unsicher. Überdies hat die Bereitschaft, sich langfristig über grüne PPAs abzusichern, signifikant abgenommen: Im Jahr 2025 wurden in Europa im Vergleich zum Vorjahr 60% weniger PPAs abgeschlossen. Insbesondere die langwierige Debatte um einen Industriestrompreis und dessen Dauer (sowie mögliche Verlängerung) machen den Abschluss für Industriekunden unattraktiver. Außerdem besteht durch die mangelnde staatliche Unterstützung der Nachfrage nach grünem Strom, z.B. im H2-Bereich durch die noch fehlende Umsetzung der RED III-Vorgaben für Verkehr und Industrie sowie der Elektrifizierung von Industrie, Verkehr und Wärme weitere Unsicherheit auf der Abnehmerseite. Die Bereitschaft sich langfristig über grüne PPAs abzusichern ist aufgrund der Unsicherheiten derzeit gering.
- Optimierungsbedarf bei der Flächenplanung: Niedrige Vollaststunden aufgrund von zu hohen Leistungsdichten, internen sowie externen Abschattungseffekten erschweren marktliche Projekte zusätzlich und erhöhen die Kosten von Absicherungsinstrumenten. Das schwächt die Konkurrenzfähigkeit der Flächen auch im internationalen Wettbewerb. Die derzeitige Flächenausweisung ist zu einseitig auf die installierte Nennleistung ausgerichtet und zu wenig auf den real erzielbaren Energieertrag (TWh).
- Regulatorische Risiken: Die Umsetzung der EU-Energiemarktrichtlinie, des Net-Zero-Industry Act (NZIA) und des Carbon Border Adjustment Mechanism sowie Vorgaben zu Overplanting und zu kurzen Realisierungsfristen, verbunden mit unangemessenen Pönalen und Sicherheitsleistungen, führen zu erheblicher Unsicherheit. Sie belasten die Projektwirtschaftlichkeit durch nicht beeinflussbare Kosten und treiben dadurch zusätzlich die Kapitalkosten nach oben.

Frage 2: Stimmen Sie den Vorteilen des transparenten Entweder-Oder-Verfahrens zu? Falls nicht, bitte begründen Sie Ihre Antwort.

Der BWO sieht verschiedene Vor- und Nachteile von Modellen zur Einführung für einen CfD. Unter der Mitgliedschaft gibt es aber eine starke Präferenz für ein CfD-Only-Modell. Entsprechend ist den Auslegungen der Konsultation zu Vorteilen des Entweder-Oder Modelles aus Sicht einer Mehrheit der Mitgliedschaft eher nicht zuzustimmen. Mit Abstand folgt in der Präferenz der BWO-Mitgliedschaft hinter dem CfD-Only-Modell das Entweder-Oder-/Zweistufenmodell. Die geringste Präferenz gibt es für ein Zweisäulenmodell. Vor diesem Hintergrund legt der BWO seine Überlegungen zur Anpassung des Auktionsmodells und den Vor- und Nachteilen von Einführungsmodellen für zweiseitige CfDs vor.

Grundlage für eine effiziente Anpassung des Ausschreibungsdesign muss aus Sicht des BWO sein, die Attraktivität von Flächen zu erhöhen. Attraktive Fläche mit hohen Vollaststunden reduzieren Absicherungsbedarfe, senken Risiken für marktliche Projekte und die Stromgestehungskosten sowie die

Strompreise für Industrie und Haushalte. Es ist wünschenswert, die Finanzierung des Offshore-Windausbaus auf eine breitere Basis zu stellen, um die spezifischen Vorteile von bestehenden und zukünftigen grünen Stromabnahmeverträgen nutzen zu können und gleichzeitig zukünftig die Vorteile von CfDs als Absicherungsinstrument für eine kosteneffiziente Zielerreichung zu heben.

CfDs bieten als Absicherungsinstrument vor allem den zentralen Nutzen, Risiken zu reduzieren. Die Finanzierungsbedingungen für Projekte werden dadurch erheblich verbessert. Die verlässliche Erlösbasis senkt das Finanzierungsrisiko deutlich. Empirische Studien beziffern den Effekt auf –150 bis –250 Basispunkte beim WACC (Weighted Average Cost of Capital). Bereits ein Rückgang um einen Prozentpunkt senkt die Stromgestehungskosten (LCOE) eines Offshore-Parks laut Crown-Estate-Pfadstudie um rund 6 %. Für Verbraucher:innen und den Staat wirken zweiseitige CfDs wie eine Versicherung gegen hohe Preise: Übersteigen die Börsenpreise den Strike-Wert, fließen Rückzahlungen über den Abschöpfungsmechanismus zurück in den Umlagetopf. Im Unterschied zur reinen Gebotskomponente reduziert ein CfD Risikozuschläge und Realisierungsrisiken und bietet damit aus volkswirtschaftlicher Sicht Kostenvorteile. Dafür geht der Staat eine Absicherungsverpflichtung über die Laufzeit eines CfDs ein. Die Erlöse von Entwicklern sind in diesem Modell garantiert, aber nach oben hin begrenzt. Die Projektrealisierungswahrscheinlichkeit steigt durch die sichere Erlösstruktur. Durch eine Indexierung steigt diese Wahrscheinlichkeit weiter erheblich.

PPAs bedienen Abnehmer, die Preis- und Herkunftssicherheiten wünschen. Das sind typischerweise Industriekunden mit Nachhaltigkeitszielen und Bedarf an entsprechenden Herkunfts-nachweisen, die sich langfristig mit grünem Strom versorgen möchten. Aus CfD-Strom dürfen dafür keine Herkunfts-nachweise ausgegeben werden. Bei der marktlichen Projektrealisierung liegen die höheren Risiken bei den Entwicklern. Diesen stehen höhere Erlösmöglichkeiten ohne Abschöpfungsmechanismus für die Entwickler gegenüber. Der Staat muss keine Absicherungsverpflichtung eingehen, hat aber auch keine Absicherung gegen eine mögliche Preisvolatilität nach oben. Die Projektrealisierungswahrscheinlichkeit ist gegenüber einem indexierten CfD mit gesicherter Erlösstruktur allerdings niedriger. Es besteht eine höhere Exposition für Verschlechterungen der Markt- und Investitionsbedingungen bis zur FID. In der Regel ist zusätzlich eine Zahlung für den Gebotszuschlag möglich oder notwendig.

CfD-Only-Modell:

Ein CfD-Only-Modell würde vorsehen, dass alle Offshore Wind-Flächen direkt über zweiseitige CfDs vergeben werden. Dieses Modell hat unter der Mitgliedschaft des BWO die größte Unterstützung.

Der BWO sieht folgende Vorteile in diesem Modell:

- Da alle Flächen CfD-basiert vergeben werden, wird die Projektrealisierungswahrscheinlichkeit deutlich erhöht. Der Ausbaupfad wird besser abgesichert. Angesichts der aktuell herausfordern-den Marktsituation für marktliche Projekte würde ein solches Design mit die höchste Projektrealisierungswahrscheinlichkeit für zukünftige Flächen bieten.
- Damit entsteht auch für die Lieferkette und Dienstleister Planbarkeit. Ein verlässlicher, langfristig abgesicherter Ausbaupfad erleichtert die Investitionsentscheidungen in Produktionskapazitäten.
- Für investoren- und infrastrukturorientierte Akteure mit Fokus auf stabile Cashflows schafft das Modell hohe Planungssicherheit und reduziert Projektrisiken deutlich.
- Die Komplexität für Bieter ist im Vergleich zu den anderen Modellen geringer. Es gilt nur ein zentrales Vergütungsregime. Parallel Auktionslogiken oder Säulenstrukturen sind nicht zu berück-sichtigen.
- Die Stromgestehungskosten wären tendenziell am niedrigsten, weil Finanzierungsrisiken reduziert und Risikoprämien begrenzt werden. Es wäre für Staat und Stromabnehmer nicht zwangs-läufig teurer, wenn auch „marktfähige“ Flächen ins CfD-Portfolio gelangen: Ertragreiche Flächen lassen sich im CfD-System effizient nutzen und können bei niedrigen Strike-Preisen hohe Rück-flüsse für den Staat erzielen. Durch die deutlich verbesserten Finanzierungskonditionen und den Abschöpfungsmechanismus bei hohen Börsenpreisen entsteht insgesamt ein preisdämpfender „Versicherungseffekt“ für Industrie und Haushalte.

Zu möglichen Nachteilen sollte aus Perspektive des BWO bedacht werden:

- Das Modell geht mit den höchsten langfristigen Absicherungsverpflichtungen für den Staat einher.
- Es steht im Spannungsverhältnis zu dem politischen Anspruch, dass sich erneuerbare Energien perspektivisch vollständig über den Markt finanzieren sollen. Der Ausbaupfad ist stark vom staatlich gestalteten CfD-Regimen abhängig.
- Der CfD-Only-Ansatz bietet keine eigenständige, nachfragegetriebene Säule für marktliche Projekte und hat damit den größten Einfluss auf den PPA-Markt. Die Akteursvielfalt wird für risikoaffine Entwickler reduziert. Die Erlösstruktur nach oben wird für Entwickler begrenzt.
- Hinzu kommen Risiken für bestehende und künftige merchant Projekte. Je nach Ausgestaltung des CfD-Designs können merchant betriebene erneuerbare Technologien beeinträchtigen, wenn Preisbildungsprozesse verzerrt werden und Investitionssignale geschwächt sind.

Entweder-Oder-Modell/Zweistufenmodell:

Das Entweder-Oder-Modell ist im Grundprinzip ähnlich dem vom BWO als Zweistufenmodell bezeichneten Ansatz und wird hier gemeinsam betrachtet.

Es bieten sich folgende Vorteile des Entweder-Oder-/Zweistufenmodelles aus Sicht des BWO:

- Das Modell zahlt auf das Regierungsziel einer stärkeren Marktintegration der Erneuerbaren Energien ein. Projektierer bekommen die Möglichkeit, Projekte entweder vollständig marktlich oder mit einer Absicherung über einen CfD zu realisieren. Es kann flexibel auf marktgetriebene Preis- und Nachfragesignale reagiert werden.
- Es schafft ein einheitliches und für alle Flächentypen anwendbares Verfahren. Dadurch kann regulatorische und verfahrenstechnische Komplexität reduziert werden. Die Durchführung und Auswertung der Auktionen sind schnell und transparent möglich.
- Wenn Zuschläge im Modell marktlich erfolgen, z.B. über PPAs oder Handel am day-ahead Markt, ist der staatliche Absicherungsbedarf niedriger. Marktliche Projekte bieten dabei gleichzeitig die potenziell höheren Erlösoptionen für Entwickler. Sollten Zuschläge über CfDs erfolgen, könnten die Kapitalkosten reduzierenden Effekte von CfDs aktiviert werden.
- Für die Akteursvielfalt werden grundsätzlich sowohl risikoaffine Entwickler (PPA/Merchant) als auch stärker sicherheitsorientierte Investoren (CfD) adressiert.

Zu möglichen Nachteilen sollte aus Sicht des BWO bedacht werden:

- Marktisierte Projekte sind unter den aktuellen, schwierigen Markt- und Investitionsbedingungen mit höheren Realisierungsrisiken verbunden. Das Entweder-Oder-Verfahren kann durch die höhere Opportunität zu stärker risikobehaftetem Bieterverhalten führen. Dies erschwert einen verlässlichen und kontinuierlichen Zubau.
- Dadurch kann das System Planungssicherheit, und damit auch z.B. Investitionsentscheidungen für die Lieferkette und Dienstleister beeinträchtigen.
- Für die Akteursvielfalt nachteilig ist, dass Unternehmen sich wegen der Unsicherheit über die tatsächliche CfD-Verfügbarkeit faktisch auf beide Pfade vorbereiten. Das sorgt für Ineffizienzen auf Seiten der Entwickler und erhöht Aufwand und Kosten der Auktionsvorbereitung. Das kann Bieter von der Teilnahme an Auktionen abhalten.
- Das Modell ist nicht darauf ausgelegt, den Offshore-Ausbau zu minimalen Gesamtkosten und mit geringem Absicherungsbedarf des Staates umzusetzen. Es setzt Anreize, ertragsstarke Flächen primär über die finanzielle Gebotskomponente zu erschließen. Aufgrund unsicherer Erlösprognosen und nicht gesicherter PPAs zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe werden höhere Markt- und Realisierungsrisiken in Form von Risikoprämien in die Gebote eingepreist. Dies schmälert die energiewirtschaftlichen Vorteile besonders guter Standorte, erhöht die Unsicherheit der Projektrealisierung und führt tendenziell zu höheren Stromgestehungskosten, die mittelbar zu höheren Kostenbelastungen für Industrie und Haushalte über Strompreise bzw. Umlagen beitragen können.

Für den Staat bedeutet dies zugleich, dass potenziell ertragreiche CfD-Flächen nicht voll für Rückflüsse genutzt werden, während Einnahmen aus negativen Geboten keine adäquate Kompensation darstellen, da sie bereits Risikozuschläge enthalten.

Zweisäulenmodell:

Das Zweisäulenmodell kombiniert ebenfalls marktliche PPAs mit einer Absicherung über zweiseitige CfDs. Ein Teil der Flächen würde von der BNetzA direkt der CfD-Säule zugewiesen, ein anderer Teil der PPA-Säule:

- In Säule 1 würden Flächen zur marktlichen Finanzierung, bspw. über PPAs, ausgeschrieben. Bei diesen tragen die Entwickler die volle Marktverantwortung. Für den Fall, dass Flächen in dieser Säule nicht marktlich realisieren werden, könnte dort das Entweder-Oder-Prinzip greifen und Flächen in einem zweiten Schritt mit CfD ausgeschrieben werden.
- In Säule 2 würden parallel CfDs im wettbewerblichen Verfahren vergeben. Den Zuschlag erhielte jeweils das wirtschaftlichste Gebot.

Daraus ergeben sich aus Perspektive des BWO folgende Vorteile:

- Eine verlässliche CfD-Säule erhöht die Projektrealisierungswahrscheinlichkeit und sorgt für einen stabileren, planbaren Zubau. Dadurch wird mehr Verlässlichkeit für Investitionen entlang der gesamten Liefer- und Dienstleisterkette geschaffen. Die Wertschöpfung und industrielle Kapazitäten in Deutschland könnten gestützt werden.
- Das Zweisäulenmodell bietet Investoren zwei dauerhafte Risiko-Rendite-Profile und ermöglicht eine Fokussierung unterschiedlicher Akteursgruppen. Marktteilnehmer, die auf langfristige, planbare Cashflows angewiesen sind, können sich auf CfD-Flächen konzentrieren. Stärker marktaffine Akteure können marktliche Flächen erschließen. Das fördert die Akteursvielfalt.
- Der Absicherungsbedarf des Staates ist steuerbar, weil das Volumen der CfD-Säule über die Flächenzuweisung beeinflusst werden kann. Das Modell bleibt auch sonst anpassungsfähig: Steigt die Nachfrage nach PPAs, kann die marktliche Säule ausgebaut und mit einem größeren Volumen ausgestattet werden.
- Die Stromgestehungskosten werden in der CfD-Säule durch geringere Kapitalkosten gesenkt, während in der marktlichen Säule marktgetriebene Preis- und Nachfragesignale wirken können. Das Modell trägt dazu bei Investitions- und Erlösrisiken zu verringern und die Finanzierungskosten zu senken, während der Auktionswettbewerb für Kostenkontrolle sorgt.

Zu möglichen Nachteilen sollte aus Perspektive des BWO bedacht werden:

- Das Zweisäulenmodell führt zu unterschiedlichen Ausschreibungsdesigns in beiden Säulen. Bietende, die in beiden Säulen aktiv sein wollen, müssen sich auf zwei verschiedene Verfahren vorbereiten. Das erhöht den administrativen und finanziellen Aufwand der Teilnahme.
- Auch im PPA-Teil des Zweisäulenmodells können unsichere Erlöse und höhere Markt- und Realisierungsrisiken zu Risikoprämien und damit höheren LCOE führen. Ob ertragsstarke Flächen volkswirtschaftlich optimal genutzt und für Rückflüsse im CfD-Portfolio erschlossen werden, hängt in hohem Maße von der konkreten staatlichen Flächenzuweisung ab. Werden ertragsstarke Flächen überwiegend marktlich und schwächere über CfDs realisiert, kann das CfD-Portfolio teurer werden und Absicherungsbedarfe erhöhen. Eine dauerhaft faire, markt- und betriebswirtschaftliche Zuweisung von Flächen erhöht die Komplexität.
- Zudem kann der CfD die Attraktivität der PPA-Säule mindern, wenn seine Konditionen für Entwickler deutlich vorteilhafter erscheinen; umgekehrt kann ein sehr niedriger CfD-Cap dazu führen, dass keine Gebote abgegeben werden und Auktionen scheitern.
- Für den Staat steigt der potenzielle Absicherungsbedarf, je größer die CfD-Säule ausfällt.

Frage 3: Stimmen Sie zu, dass das Entweder-Oder-Verfahren für beide Flächenarten genutzt werden sollte? Falls nicht, bitte begründen Sie Ihre Antwort.

Ohne dass der BWO der Nutzung des Entweder-Oder-Verfahrens zustimmt, wäre grundsätzlich ein einheitliches Auktionsmodell für beide Flächenarten zu begrüßen.

Frage 4: Stimmen Sie zu, dass das Verfahren jeweils (also für Zahlung wie CfD) dynamisch ablaufen sollte? Falls nicht, bitte begründen Sie Ihre Antwort.

Dynamisches Bieten kann dazu beitragen, Preise für CfDs oder negative Gebote effizient, transparent und wettbewerblich zu finden.

Die Kombination von qualitativen Zuschlagskriterien und dynamischer Verfahren zur Ermittlung von CfD-Preisen bzw. Zahlungen ist schwer umsetzbar. Bisher wurde beides in der Ausschreibungspraxis nicht kombiniert. Qualitative Kriterien könnten jedoch als Präqualifikationskriterien umgesetzt werden, gefolgt von einer dynamischen Auktion.

Frage 5: Stimmen Sie den negativen Anreizen eines PPA-Carve-Outs im Entweder-Oder-Verfahren zu? Falls nicht, bitte begründen Sie Ihre Antwort.

Grundsätzlich gibt es im Entweder-Oder Modell wie Zweisäulenmodell bereits die Chance zur marktlichen Realisierung. Sollte der PPA-Markt also entsprechend attraktiv sein, bzw. die Nachfrage wieder steigen, könnte dadurch ein Austrocknen des PPA-Marktes verhindert werden. In einem CfD-Only Markt müsste ohne Carve-Out hingegen überlegt werden, ob die Gefahr besteht, den PPA-Markt nicht durch neue Projekte bedienen zu können. Bei verbesserten Marktbedingungen und steigender Nachfrage nach Grünstrom PPAs, sollte daher eine Förderbefreiung diskutiert werden.

Mögliche Vor- und Nachteile von Umsetzungsoptionen:

- **Carve-out ohne Abschöpfung:**
 - Absicherungssummen könnten teils niedriger ausfallen, wenn die Möglichkeit für einen Carve-Out besteht. Die beidseitige Risikoverteilung bleibt theoretisch ähnlich. Betreiber könnten Erlösquellen diversifizieren, hierdurch Cashflows besser kalkulierbar machen und weitere Investorengruppen anziehen. Strike-Preise für CfDs könnten sich dadurch reduzieren, wenn es von Anfang an die Option zum PPA-Carve-Out gibt. Diese Option kann in ein Gebot mit eingepreist werden. Der Staat müsste weniger absichern. Das kann als Argument gegen Cherry-Picking gesehen werden und einen Abschöpfungsmechanismus überflüssig machen.
 - Es ist allerdings fraglich, ob es hierbei tatsächlich zu einer fairen Risikoverteilung zwischen Entwickler und dem Staat kommt. Eine Option auf PPA-Carve-Out hat zwar einen Wert. Da diese zusätzlichen Erlösmöglichkeiten jedoch mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind, müssen sie mit einer entsprechend höheren Risikoprämie bewertet werden und in ein Gebot eingepreist werden. Sollte es tatsächlich zu niedrigen CfD-Preisen durch eine Carve-Out Option kommen, bei unsicheren langfristigen PPA-Erlösen, könnte zudem das Gesamtprojektrisiko wieder steigen und die Projektrealisierungswahrscheinlichkeit sinken.
- **Carve-out mit Abschöpfung:**
 - Auch PPA-Carve-Outs könnten einen Abschöpfungsmechanismus enthalten. Verschiedene Optionen, wie bspw. Revenue-Sharing, bieten diese Option. (weitere Optionen werden u.a. in dieser [Analyse](#) für Green Planet Energy vorgestellt). Eine Rückkehr in einen CfD muss immer ausgeschlossen werden.
 - Solche Abschöpfungsmechanismen sind allerdings mit hoher Komplexität bei Einführung verbunden und begrenzen die zusätzlich möglichen Einnahmen. Auch muss rechtlich geklärt werden, ob bei einer solchen Förderbefreiung nicht weiter das Doppelvermarktungsverbot und damit auch keine Herkunftsnachweise daraus resultieren, da eine festgelegte Förderlaufzeit möglicherweise faktisch noch läuft.

Frage 6: Stimmen Sie dem Wechsel auf ein sequenzielles Verfahren zu? Falls nicht, bitte begründen Sie Ihre Antwort.

Der BWO lehnt die Idee ab, weniger attraktive Flächen in einem sequenziellen Verfahren potenziell aufgrund von Synergieeffekten aufwerten zu wollen. Grundsätzlich sollte, wie in Teil 1 dieser Konsultation ausgeführt, die Optimierung von Flächen im Vordergrund stehen. Jede Fläche sollte grundsätzlich von sich aus allein attraktiv sein. Zusätzlich muss in einem sequenziellen Verfahren der Anreiz benachbarte Flächen auszuschreiben kritisch beachtet werden. Hier wäre es zentral abschattungsoptimiert auszuschreiben und nicht zwangsläufig sequenziell.

Die Abstimmung von Geboten auf verschiedene Flächen, z.B. für Synergieeffekte zwischen Flächen, muss im Gebot zudem ebenfalls als Risiko mit eingepreist werden. Dadurch werden mögliche Vorteile durch Synergien wieder verringert.

Grundsätzlich hält es der BWO für wichtiger, dass in den jährlichen Ausschreibungsrunden statt ausschließlich 2-GW-Flächen vor allem auch 1-GW-Flächen mit gemeinsamer und zeitlich koordinierter Anbindung an ein 2-GW-Offshore-Netzanbindungssystem vergeben werden – ohne bestehende Planungen für ONAS und Offshore-Windparks zu beeinträchtigen. Dies ist die Grundlage dafür, dass mehrere Unternehmen oder Konsortien in den jeweiligen Ausschreibungsrunden Flächen erwerben können. Gleichzeitig bleiben Akteursvielfalt, Wettbewerb und ausreichende Skaleneffekte erhalten. Zudem sollten Bieter (und das damit verbundene Unternehmen) nur eine Fläche pro Ausschreibungsrunde gewinnen können.

2.2. Absicherung

Frage 1: Welche Besonderheiten gilt es Ihrer Einschätzung nach beim möglichen CfD-Design für Windenergie auf See ggü. landseitigen Technologien zu berücksichtigen?

Bau- und Netzanschlussrisiken sind bei Offshore-Wind Energie Projekten zentral: Verzögerungen beim Netzanschluss können dazu führen, dass fertige Parks länger nicht einspeisen können (z. B. bis vor Kurzem Borkum Riffgrund 3). CfDs sollten klar an den tatsächlichen Netzanschluss bzw. Einspeisebeginn anknüpfen. Zudem ist Offshore Wind u.a. aufgrund von bestehenden Netzengpässen eher von Abregelung betroffen als landseitige Technologien. CfDs sollten klar regeln, wer Verzögerungs- und Abregelungsrisiken trägt.

Angesichts der längeren notwendigen Entwicklungszeiten in der Zeitspanne zwischen Zuschlagserteilung und tatsächlicher Installation sollte der CfD-Zuschlagswert vollständig indexiert sein und die realen Schwankungen bei Rohstoffpreisen, Inflation, Finanzierungskosten und Materialkosten bis zur Errichtung reflektieren. Der BWO empfiehlt dafür eine zweiphasige Indexierung, wie in der Beantwortung der folgenden Frage dargestellt.

Frage 2: Stimmen Sie den Herausforderungen bei der Indexierung und damit auch der Tendenz gegen einen Index zu?

Wir stimmen nicht zu, dass eine Indexierung Anreize reduziert Kostenrisiken zu senken und eine Operationalisierung schwer umsetzbar sei. Sie ist zentral für die effiziente Einführung eines CfDs. Die Vorteile überwiegen eindeutig.

- Indexierung senkt unproduktive Projektrisiken und damit CfD-Preise.
- Der internationale Vergleich zeigt eindeutig, dass eine Operationalisierung möglich ist.
- Die Projektrealisierungswahrscheinlichkeit wird erhöht.
- Langfristige Vertragsbeziehungen zwischen Entwicklern und Lieferanten beseitigen Inflationsrisiken nicht.

Grundsätzlich bietet die Bindung von CfDs an die Inflation beidseitigen Schutz gegen unvorhersehbare Kostensteigerungen wie auch gegen Überförderung. In den letzten Jahren hat die Inflation unerwartete Höhen erreicht. In der geopolitisch weiterhin hoch volatilen Situation und in Zeiten von stark steigender Staatsverschuldung sind die inflationsbedingten Risikoprämien deutlich angestiegen. Die Branche empfiehlt daher eine Inflationsindexierung über einen sektorspezifischen Erzeugerpreisindex oder branchenspezifischen Kostenindikator. Für die Bauphase bietet sich ein Technologie-kostenspezifischer CAPEX-Index (Laufzeit: von Gebot bis COD) an, sowie für die Betriebsphase ein OPEX-Index bis Laufzeitende.

Weniger stark, und daher möglicherweise mit leicht erhöhten Risikoauflagen, bietet der Verbraucherpreisindex (VPI) auch eine leicht umzusetzende Indexierungsmöglichkeit für beide Phasen, besonders für die Betriebsphase.

Eine Indexierung des CfD-Preises ist volkswirtschaftlich sinnvoll. Ohne Indexierung müssen Entwickler und Finanzierer das Inflationsrisiko einpreisen, was in höheren Gebotspreisen resultiert. Diese Aufschläge sind höher als die Kosten der Absicherung durch den Staat.

Länder mit CfD-Regimen wie z.B. Großbritannien, Belgien, Frankreich, Irland und Polen haben sich für Indexierung entschieden. Ohne dass sich der BWO für eine bestimmte Indexauswahl anderer Länder ausspricht, zeigt es, dass die Operationalisierung und Umsetzung möglich ist und sollte in enger Abstimmung mit der Branche umgesetzt werden. Irland hat beispielsweise in der letzten Auktionsrunde eine zweiphasige Indexierung genutzt, mit einer Mischung aus einem Stahl-Index sowie VPI-Index in der Bauphase und einem VPI-Index für die Betriebsphase.

Auch die Europäische Kommission hat im Mai 2024 die Indexierung von CfDs empfohlen in ihrer [Empfehlung zur Gestaltung von Auktionen für erneuerbare Energie](#). Sie verweist auch darauf, dass eine Indexierung die Projektrealisierungswahrscheinlichkeit erhöht: „*eine vollständige und fristgerechte Fertigstellung der Projekte zu gewährleisten, insbesondere in Fällen, in denen eine Absicherung durch die Unternehmen nicht möglich oder zu teuer ist, sowie gleichzeitig für eine ausgewogene Risikoteilung zwischen dem Projektträger und dem Auktionator sorgen und die Verfügbarkeit verschiedener Risikominderungsoptionen berücksichtigen.*“

Auch langfristige Vertragsbeziehungen zwischen Entwicklern und Lieferanten können das Inflationsrisiko nicht beseitigen. Bei Rahmenlieferverträgen werden Preissteigerungen durch Hersteller meist an die Entwickler weitergegeben. Entwickler sind also nicht vor Inflation geschützt. Das Inflationsrisiko bei den Lieferanten zu belassen ist allerdings auch keine nachhaltige Lösung.

2.3. Qualitative Kriterien

Der BWO unterstützt das Ziel des Net Zero Industry Acts (NZIA) einer starken und resilienten Wertschöpfungskette in Europa. Diese muss so gestärkt werden, dass sie nicht nur innerhalb der EU, sondern auch international wettbewerbsfähig wird. Notwendig hierzu sind klare, einfache und unbürokratische Regelungen, die Investitionen vereinfachen und günstiger machen. Es steht jedoch die Befürchtung im Raum, dass die Anwendung des NZIA auf die Offshore-Windenergie zu einem erheblichen administrativen Mehraufwand führen könnte, was ebenfalls mit Mehrkosten einhergeht.

Wir sprechen uns klar gegen die Nutzung von qualitativen Kriterien als Bewertungskriterien aus. Qualitative Kriterien sollten ausschließlich als klare, einfach und effizient zu handhabende Präqualifikationskriterien umgesetzt werden, um unnötige Kostenbelastungen für den Ausbau der Windenergie auf See zu vermeiden.

Frage 1: Befürworten Sie einen möglichen Wechsel von einer endogenen Bewertungsskala für qualitative Kriterien zu einer exogenen Bewertungsskala? Falls nicht, bitte begründen Sie Ihre Antwort.

Der BWO spricht sich wie oben ausgeführt für die Umsetzung qualitativer Kriterien als Präqualifikationskriterien aus. Nur wenn qualitative Kriterien dem entgegen doch als Bewertungskriterien in der Vergabe angewendet würden, würde der BWO den beschriebenen Wechsel unterstützen.

Frage 2: Wie bewerten Sie den administrativen Mehraufwand, der mit der Umsetzung der verpflichtenden Präqualifikationskriterien („verantwortungsvolles unternehmerisches Handeln“, „Cyber- und Datensicherheit“ und „Fähigkeit, das Projekt vollständig und fristgerecht durchzuführen“) einhergehen könnte?

Der BWO erwartet einen spürbaren zusätzlichen administrativen Aufwand, insbesondere wenn die Präqualifikationskriterien nicht auf bestehende Nachweis- und Berichtspflichten (z. B. ISO-

Zertifizierungen, NIS-2-Pflichten, Nachhaltigkeitsberichte) zurückgreifen. Ohne eine solche Anknüpfung drohen Doppelstrukturen bei Audits, Dokumentation und Berichterstattung. Kritisch wäre vor allem, wenn Nachweise bereits in der Präqualifikation vollumfänglich und detailliert eingefordert werden. Wird dagegen auf standardisierte Selbsterklärungen, anerkannte Zertifikate und stichprobenartige Kontrollen gesetzt, bleibt der Mehraufwand aus Sicht der Branche beherrschbar.

Frage 3: Wie können Präqualifikationskriterien mit niedrigem bürokratischem Aufwand für Projektierer und die administrierenden Behörden ausgestaltet werden, ohne dass diese Kriterien ihre Wirkung verlieren? Wie und zu welchem Zeitpunkt kann der Nachweis der Einhaltung dieser Kriterien erfolgen und überprüft werden?

Präqualifikationskriterien sollten möglichst standardisiert und referenzbasiert ausgestaltet werden:

- Verwendung von einheitlichen Formularen/Selbsterklärungen für alle Bieter,
- Anerkennung bereits vorliegender Zertifizierungen und Managementsysteme (z. B. ISO 9001, ISO/IEC 27001, Compliance-Systeme, ESG-Berichte),
- Schrittweiser Nachweis:
 - in der Präqualifikation nur strukturierte Selbsterklärung und zentrale Referenzen,
 - vertiefte Prüfung und Vorlage detaillierter Unterlagen erst für zuschlagsnahe Bieter bzw. den Gewinner.

Die Überprüfung sollte digitalisiert und möglichst über stichprobenartige Kontrollen erfolgen, um sowohl Projektierer als auch Behörden zu entlasten, ohne die Wirksamkeit der Kriterien zu schwächen.

Frage 4: Welche Folgen ergeben sich bei den Präqualifikationskriterien „verantwortungsvolles unternehmerisches Handeln“ und „Cyber- und Datensicherheit“ durch die Verweise im Durchführungsrechtsakt zu Art. 26 NZIA auf Pflichten und Vorgaben in bestehenden EU-Rechtsakte (insbesondere NIS-2, CSDDD, CSRD)?

Die Verweise auf bestehende EU-Rechtsakte sind grundsätzlich sinnvoll, bergen aber das Risiko einer faktischen Doppel- bzw. Vorgriffsregulierung, wenn NZIA-Verfahren zusätzliche oder abweichende Nachweise verlangen. Für Unternehmen, die bereits unter NIS-2, CSDDD oder CSRD fallen, sollte die Erfüllung dieser Pflichten als Vermutungswirkung für „verantwortungsvolles unternehmerisches Handeln“ und „Cyber- und Datensicherheit“ gelten. Zusätzliche NZIA-spezifische Nachweise sollten auf das notwendige Minimum beschränkt werden. Für Akteure, die (noch) nicht in den Anwendungsbereich dieser Rechtsakte fallen, braucht es proportionale, alternative Nachweispfade, um KMU nicht faktisch vom Verfahren auszuschließen.

Frage 5: Wie kann beim Präqualifikationskriterium der „Cyber- und Datensicherheit“ die Vorgabe, dass der Bieter die Cybersicherheitsanforderungen auch entlang der Lieferkette sicherstellen muss (vgl. Art. 5 Buchstabe c Durchführungsrechtsakt zu Art. 26 NZIA), eingehalten und kontrolliert werden? Kann damit ein Zugriff auf die WKA durch Dienstleister oder Hersteller ausgeschlossen oder manipulationssicher überwacht werden?

Die Sicherstellung von Cyber- und Datensicherheit entlang der Lieferkette kann realistisch nur über eine Kombination aus technischen, organisatorischen und vertraglichen Maßnahmen erfolgen, nicht über eine vollständige Ausschaltung von Dienstleister- oder Herstellerzugriffen. Der BWO hält für geeignet:

- Vertraglich geregelte Sicherheitsanforderungen und SLAs (z. B. Security-Annex, Mindeststandards, Incident-Reporting),
- Nutzung anerkannter Sicherheitsstandards und Zertifizierungen (z. B. ISO/IEC 27001, IEC 62443),
- Härtung und Protokollierung von Fernzugriffen (starke Authentifizierung, rollenbasierte Zugriffe, durchgängige Logs, „least privilege“),
- regelmäßige Sicherheitsaudits und Penetrationstests bei kritischen Dienstleistern.

Die Kontrolle durch Behörden sollte sich auf Dokumentations- und Auditnachweise stützen und risikobasiert ausgestaltet sein. Ein vollständiger Ausschluss von Zugriffsrechten Dritter wäre aus Sicht der Branche weder betrieblich noch sicherheitstechnisch sinnvoll; entscheidend sind eine nachweisbar manipulationssichere Gestaltung und Überwachung dieser Zugriffe.

Frage 6: Ergeben sich ihrer Erwartung nach Probleme bei der Erfüllung der Vorgaben des Art. 7 Abs. 3 Durchführungsrechtsakt zu Art. 26 NZIA?

Eine Umsetzung des Art. 7 Abs. 3 kann Herausforderungen mit sich bringen, da ein Risiko von Lieferkettenengpässen besteht - einerseits für vollständige Komponenten im Falle von Permanentmagneten, andererseits für vorgelagerte Subkomponenten oder Rohstoffe wie seltene Erden. Für solche Fälle sieht der NZIA eine Anpassung der Resilienzanforderungen vor.

Der BWO fordert hier: bei der Implementierung von Resilienzkriterien muss transparent und verbindlich aufgezeigt werden, wie entsprechende Anpassungsmechanismen aussehen, falls strengere Resilienzanforderungen die Verfügbarkeit von Komponenten oder Rohstoffen einschränken sollten. Nur so kann die für den weiteren Ausbau notwendige Planungssicherheit geschaffen werden.

Frage 7: Wie kann für Zwecke des Resilienzkriteriums der Nachweis der Herkunft von Endprodukten und einzelnen Komponenten mit wenig bürokratischem Aufwand für Projektierer und die administrierenden Behörden gelingen? Wie kann eine effektive Umsetzung möglichst bürokratiearm erfolgen und die Einhaltung überprüft werden? Wie bewerten Sie in diesem Zusammenhang die Vorgabe in Art. 16 Abs. 5 Durchführungsrechtsakt zu Art. 26 NZIA, wonach der Bieter zur Bewertung des Resilienzkriteriums „Zollunterlagen gemäß der Verordnung (EU) Nr. 952/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates, so weit verfügbar, und andere einschlägige Unterlagen zum Nachweis des Ursprungs oder des Orts der Montage der Netto-Null-Technologie oder ihrer wichtigsten spezifischen Bauteile, einschließlich Rechnungen oder anderer Mittel, vorzulegen“ hat?

Ein gewisser bürokratischer Mehraufwand durch die NZIA-Nachweispflichten ist unvermeidlich. Eine eindeutige Zuordnung der Bauteile einer Offshore Windenergieanlage im Zollsysteem ist zur statistischen Auswertung dringend erforderlich. Nur so können Herkunfts nachweise ohne zusätzliche Bürokratie erbracht werden und Schutzmaßnahmen bewertet werden. Für Türme und Rotorblätter werden bereits neue Unterpositionen ab 2026 eingeführt werden, jedoch nicht für Fundamente. Positiv hervorzuheben ist, dass der Implementing Act auch Rechnungen oder andere Dokumente als Nachweise akzeptiert – hier sollten die zuständigen Behörden möglichst schnell Klarheit schaffen, welche Dokumentation hierfür geeignet ist und in welchem Umfang sie vorgelegt werden muss. Aufgrund der internationalen Lieferketten der Branche ist in diesem Kriterium ein europäisch harmonisierter Ansatz von besonderer Bedeutung.

Frage 8: Im Offshore-Bereich erfolgt die verbindliche Beauftragung der Lieferkette im Regelfall erst nach abgeschlossener Ausschreibung. Damit wäre ein nachgelagerter Nachweis des Resilienzkriteriums erforderlich. Worauf ist bei der Ausgestaltung zu achten?

Der BWO vertritt die Position, dass die Einhaltung des Resilienzkriteriums durch Nachweis der Komponentenherkunft erst zum Zeitpunkt der Projektrealisierung nachgewiesen werden sollte. Für den Nachweis zum Zeitpunkt der Auktion empfiehlt der BWO eine Selbstverpflichtung der Projektierer zum Bezug von resilienten Komponenten, dessen Einhaltung nachgelagert von Seite der Behörden kontrolliert werden sollte. Eine Möglichkeit besteht in der Knüpfung der Nachweise an Meilensteine des Projekts. Die genaue Ausgestaltung hiervon sollte in enger Abstimmung mit Komponentenherstellern und Projektierern diskutiert werden. Dieser spätere Nachweis der Komponentenherkunft führt aus Sicht des BWO nicht zu einer geringeren Wirksamkeit der Resilienzanforderungen, da im Rahmen der Kontrolle angemessene Pönale vom Staat implementiert werden, welche bis zum Ausschluss in kommenden Auktionen reichen können.

Frage 9: Welches der in Art. 26 NZIA angelegten Nachhaltigkeitskriterien halten Sie für die Offshore-Wind-Ausschreibungen für besonders geeignet – insbesondere mit Blick auf die Erreichung der NZIA-Ziele? Wie können ggf. bereits vorhandene Informationen zur Umsetzung von Projekten genutzt werden, um Nachweise für die Erfüllung von Nachhaltigkeitskriterien zu führen?

Für eine übergreifende, verpflichtende Anwendung als Präqualifikation müsste es europaweit harmonisierte und genutzte Messsysteme oder -schemata geben, die Transparenz und Vergleichbarkeit gewährleisten und so einer Fragmentierung des Marktes entgegenwirken. Obwohl es bereits EU-weit grundlegende Gesetzgebungen gibt, fehlen solche Messsysteme momentan noch.

Der CO2-Fußabdruck ist eine Möglichkeit: Die Berechnung des CO2-Fußabdrucks bringt zusätzlichen Aufwand mit sich – aus diesem Grund ist es für eine praxisnahe und bürokratiearme Implementierung des NZIA wichtig, dass Zertifizierungen wie der LESS-Standard für Stahl für das Kriterium von nationalen Behörden anerkannt werden. Zudem ist es sinnvoll, dass die Hersteller Informationen zum CO2-Fußabdruck eigenständig ermitteln und den Entwicklern zur Verfügung stellen.

2.4. Sicherheiten und Pönenal

Die Bestrebungen die Wahrscheinlichkeit der Projektrealisierung abzusichern sind nachvollziehbar und begrüßenswert. Die hier vorgeschlagenen Maßnahmen tragen allerdings nur bedingt dazu bei. Durch nicht-sachgerechte Pönenal, die hier vorgeschlagenen Erhöhung der Sicherheitsleistung und dem höheren Anteil der Sofortzahlung droht vielmehr u.a. die Akteursvielfalt und Teilnahme an Auktionen weiter abzunehmen.

Stattdessen sollten zentrale Aspekte der Pönalisierung und Realisierungsbedingungen angepasst werden. Damit kann eine tatsächliche Erhöhung der Projektrealisierungswahrscheinlichkeit erreicht werden. Dazu zählt die Anpassung von § 82 Abs. 3 WindSeeG 2023 zu einer „Kann-Regelung“. Auch fordern wir ein stufenweises Anwachsen der Pöne in Relation zur Dauer der Verzögerung. Der BWO hat sich hierzu im [August 2025: Kapitel 5](#) ausführlich geäußert. Zusätzlich sollten sowohl die zeitlichen als auch die finanziellen Selbstbehalte der OWP-Betreiber, die derzeit in § 17e Abs. 2 S. 1 EnWG für die Fälle der Verzögerung der Netzanbindung vorgesehen sind, gestrichen werden. Das sind effiziente Maßnahmen, die Projektrisiken reduzieren und effektiv zur Absicherung der Projektrealisierung beitragen.

Frage 1: Ob und wie sollte § 83 WindSeeG weiter konkretisiert oder geändert werden?

Vorneweg gestellt werden muss ein Hinweis auf § 82 Abs. 3 WindSeeG 2023. Dieser 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 Jahren 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.

§ 83 Abs. 1 WindSeeG regelt, in welchen Fällen Pönenal nicht zu leisten sind und unter welchen Umständen die Bundesnetzagentur den Zuschlag nicht widerrufen muss. Er bestimmt, dass dem Bieter „das Verschulden sämtlicher von ihm im Zusammenhang mit der Errichtung der Windenergieanlagen auf See beauftragter Personen, einschließlich sämtlicher unterbeauftragter Personen“ zugerechnet wird.

Zwar gibt es theoretisch bei Unverschulden auch eine Ausnahme. Allerdings wird Verschulden stets angenommen. Hinzukommt, dass dem Projektierer auch das Verschulden seiner Lieferanten und Dienstleister zugerechnet wird. Durch Klarstellung, dass ein Entzug erst nach dem Auflaufen von 100 % der zu leistenden Sicherheit möglich wird, entzerrt sich der Druck. Gleichzeitig entsteht eine Motivation, Beschleunigungsmaßnahmen zu treffen, um weitere Pönenal und den drohenden Entzug zu vermeiden.

Es ist unseres Erachtens ausreichend, dass auf das Verschulden des Bieters abgestellt wird. Ob hier das Verschulden Dritter zugerechnet werden soll, bemisst sich nach den gesetzlichen Vorschriften. Es bedarf hier im Vorhinein keiner Vorfestlegung. Die Fortführungsprognose aus § 83 Abs. 1 Nr. 2 WindSeeG wird als Kriterium der Entzugsklausel des § 82 zugeordnet. Soweit kein Verschulden vorliegt, kann es nicht von der Fortführungsprognose abhängen, ob das Projekt pönalisiert und entzogen wird, da ansonsten ein unverschuldeter Projektentzug bzw. Pönalisierung möglich ist.

Zudem empfehlen wir die Streichung des Absatzes § 83 Abs. 1 Nr. 2 WindSeeG. Das Verschulden des Bieters nach § 83 Abs. 2 WindSeeG 2023 wird stets vermutet. Dies bedeutet, dass der Nachweis eines unverschuldeten Verpassens der Realisierungsfristen nahezu unmöglich ist. Die 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.

Frage 2: Stimmen Sie dem angepassten Wert der pauschalen Sicherheit in Höhe von 150 €/kW zu? Falls nicht, bitte begründen Sie Ihre Antwort.

Eine grundsätzliche Sicherheitsleistung betrachten wir als sinnvoll. Wir stimmen aber der Erhöhung der pauschalen Sicherheit auf 150 €/kW nicht zu. Eine Erhöhung der Sicherheit stellt eine Hürde für die Teilnahme an Ausschreibungen dar. Sie droht die Zahl der Bieter und damit die Akteursvielfalt und Wettbewerb weiter zu reduzieren. Wir sprechen uns dafür aus, die derzeitig gültige pauschale Sicherheit von 100 €/kW beizubehalten. Das sollte für beide Flächentypen gelten.

Die im Vergleich geringere Beteiligung an den Ausschreibungen für voruntersuchte Flächen im Jahr 2023 und 2024, sowie das Scheitern der Ausschreibung vom August 2025 kann auch teilweise auf die zu hohe Sicherheitsleistung von 200 €/kW zurückgeführt werden. Das sollte berücksichtigt werden, um Ausschreibungen mit wenig Wettbewerb und ein erneutes Scheitern von Ausschreibungen zu vermeiden.

Die Höhe der Sicherheit hat auch Folgen für die jährlichen Kosten der Sicherheit für den Entwickler. Typischerweise nutzen Entwickler Bankgarantien: je höher die Sicherheit per kW, desto höher die Summe, welche jedes Jahr an die Bank gezahlt werden muss. Diese Summe berechnet sich prozentual an der Höhe der Garantie und verteuert das Gesamtprojekt.

Eine Sicherheit in Höhe von 100 €/kW ist auch in anderen Märkten üblich, bspw. in den Niederlanden oder Dänemark. Eine höhere Sicherheit würde den deutschen Markt zusätzlich weniger attraktiv machen. Das führt dazu, dass in Deutschland weniger Bieter an Ausschreibungen teilnehmen. Der deutsche Markt verliert im internationalen Wettbewerb weiter an Attraktivität.

Frage 3: Stimmen Sie dem dynamischen System zu, nach dem – im Fall einer Zahlung - zu der Sicherheit von 150 €/kW eine zusätzliche Sicherheit in Höhe von 5 % des Zahlungsgebots zu leisten ist? Falls nicht, durch welches alternative Design schlagen Sie vor, die Verhältnismäßigkeit zwischen Pönale und Zahlungsbereitschaft zu gewährleisten?

Gemeinsam mit Frage 4 beantwortet.

Frage 4: Stimmen Sie den Vorteilen einer höheren Sofortzahlung, und somit einer anteiligen zeitlichen Vorverlegung der Zahlung, zu? Wie viel Prozent eines Zahlungsgebots sollten Ihrer Einschätzung nach unmittelbar bzw. kurz nach Zuschlag fällig sein?

Sicherheit und Gebotskomponente haben unterschiedliche Funktionen und sollten nicht vermischt werden. Eine zusätzliche Sicherheit in Höhe von 5 % des Zahlungsgebots sowie die zeitliche Vorverlegung eines prozentualen Anteils eines möglichen Zahlungsgebots ist kritisch zu bewerten, da sie zusätzlich zur Sicherheitsleistung eine weitere Eintrittsschranke zu Ausschreibungen bedeuten kann. Das Risiko liegt darin, dass weniger Bieter an Ausschreibungen teilnehmen, da hohe Zahlungen vor tatsächlich realisierten Projekten und damit einhergehenden Erträgen fällig werden. Dadurch werden auch die Kapitalkosten weiter erhöht. Dadurch erhöhen sich auch insgesamt die LCOE von Projekten.

Frage 5: Stimmen Sie der Nutzung des Konzepts des Ausgleichs des strategischen Vorteils bei der Integration von qualitativen Kriterien zu? Falls nicht, bitte begründen Sie Ihre Antwort.

Grundsätzlich sprechen wir uns dafür aus, dass qualitative Kriterien ausschließlich als klare, einfach und effizient zu handhabende Präqualifikationskriterien umgesetzt werden sollten. Das Auktionssystem bleibt dadurch weniger bürokratisch und anwenderfreundlicher. In einem solchen Szenario gäbe es keinen Bedarf für das oben skizzierte Konzept.

Frage 6: Wie sollte die Zahlung einer entsprechenden Pönale nach Frage 5 effizient abgesichert werden?

Für die effiziente Absicherung der Pönale empfiehlt der BWO, bestehende Sicherheiten nach WindSeeG (§18 oder §52) als Deckel für Sanktionszahlungen zu verwenden. Dies reduziert den administrativen Aufwand und baut auf bereits etablierten Mechanismen auf. Die Planungssicherheit für Projektierer wird dadurch erhöht, da die maximale Höhe der Pönale bekannt ist. Außerdem sollte die Aufteilung der Verantwortlichkeiten und die Definition von „Force Majeure“-Fällen vor den Auktionen klar geregelt und veröffentlicht werden, um Rechtsunsicherheit zu vermeiden und faire Bedingungen für alle Beteiligten zu schaffen.

Kontakt

Bundesverband der Windenergie Offshore e.V.

Spreeufer 5

10178 Berlin

info@bwo-offshorewind.de

Lobbyregister: R000252