

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Abteilung III - Strom

Referat III B 4 - Windenergie auf See

Scharnhorststraße 34-37

10115 Berlin

Berlin, den 19. Dezember 2025

Wir bedanken uns für die Gelegenheit zur Stellungnahme zu der geplanten Novellierung des Windenergie-auf-See-Gesetzes. Hiernach finden Sie unsere Antworten zu den Konsultationsfragen.

1. Kosteneffizienz und Synchronisierung**1. 1. Optimierung**

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?

- Aus Betreibersicht (d. h. ohne Netzanschlusskosten) führt eine Überkapazität aufgrund begrenzter Skaleneffekte ab einer bestimmten Projektgröße (~ >1 GW) zu erhöhten Stromgestehungskosten (LCOE). Jedes zusätzliche Megawatt, das über die Netzanbindungskapazität hinaus installiert wird, verursacht ähnliche Investitions- und Betriebskosten wie die ursprüngliche MW-Leistung (ungefähr gleiche Investitions- und Betriebskosten pro MW für 1 GW und 1,1 GW installierte Leistung), erzeugt jedoch weniger Strom. Denn diese zusätzlichen MW werden in Perioden mit hoher Windgeschwindigkeit abgeregelt. Dies führt zu einem Anstieg der LCOE.

Hiermit finden Sie unsere Berechnungen für die Überbaugrade 5 %, 10 % und 20 %:

Überbauungsgrad	0 %	5 %	10 %	20 %
Auswirkung auf LCOE	-	+1 %	+4 %	+10 %

Overplanting kann zwar der Gesamtsystemoptimierung dienen, stellt jedoch für die Betreiber einen Nachteil dar und wirkt sich auf die Gebotswerte bzw. auf die Höhe der gebotenen zweiten Gebotskomponenten aus. Im bestehenden Ausschreibungssystem könnte es sogar Entwickler davon abhalten, Gebote abzugeben.

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?*

- Aus Betreibersicht und mit Verweis auf die Antwort auf Frage 1 eignet sich ein Überbauungsgrad von 0 bis 3 % am besten zur Erzeugungsmaximierung bei Vermeidung von aufgrund von Abregelungen erfolgenden Verlusten. Zwar könnte ein moderater Überbauungsgrad dazu beitragen, die zwischen Windkraft- und Umspannanlagen auftretenden Stromverluste auszugleichen. Dennoch würde die Hinzufügung zusätzlicher Windenergieanlagen, auch wenn dies in einem geringen Umfang geschieht, vor dem Hintergrund der dicht bebauten deutschen AWZ in der Nordsee zu erhöhten Abschattungseffekten führen. Dementsprechend muss dieses Spannungsverhältnis beim weiteren Spezifizieren des Überbauungsgrades sorgfältig berücksichtigt werden.

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?*

- Siehe Antwort auf Frage 1
- Vergleich zweier Offshore-Windprojekte zur Veranschaulichung:
- Projekt A: Windpark mit einer installierten Leistung von 1,1 GW, Netzanschlusskapazität von 1 GW
 - Projekt B: Windpark mit einer installierten Leistung von 1 GW, Netzanschlusskapazität von 1 GW

Beide Projekte verursachen ähnliche Investitions- und Betriebskosten im Verhältnis zu ihrer jeweiligen Größe (gleiche CAPEX und OPEX pro MW), wobei:

- Teillastbereich: Die Windenergieanlagen werden nicht abgeregelt, obwohl die Effizienz aufgrund der wegen höherer Bebauungsdichte im Projekt A auftretenden Abschattungseffekte geringfügig verringert wird. Die Volllaststunden vom Projekt A verbessern sich aufgrund der zusätzlichen installierten Leistung geringfügig gegenüber den Volllaststunden vom Projekt B (jedoch weniger als +10 % aufgrund erhöhter Abschattungseffekte).
- Hochlastbereich: Aufgrund der Abregelungen im Projekt A erzeugen beide Projekte die gleichen Strommengen, wodurch die zusätzliche Kapazität von Projekt A während solcher Spitzenzeiten ungenutzt bleibt.

Fazit:

- Während das Projekt A aufgrund der höheren Erzeugung im Teillastbereich insgesamt mehr Strom erzeugt, verringert sich sein Nutzungsgrad (d.h. die tatsächliche Erzeugung im Verhältnis zur theoretisch maximalen Energie, die eine Anlage in einem bestimmten

Zeitraum erzeugen könnte) im Vergleich zum Projekt B aufgrund der Abregelungen. Dies führt zu höheren Stromgestehungskosten für das Projekt A. Aus Betreiberperspektive rechtfertigt der marginale Ertragsgewinn durch Überbauung nicht die erhöhten Kosten pro MW, sodass das Projekt B die wirtschaftlichere Option ist.

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

- Wir vertreten die Meinung, dass keine Überbauungsanforderungen in künftigen Ausschreibungen aufgenommen werden sollten. Im Falle der Festlegung von Überbauungsanforderungen sollte die tatsächlich installierte Leistung des Windparks höchstens 3 % über die Netzanbindungskapazität hinausgehen.

Falls höhere Überbauungsanforderungen gestellt werden, sollte folgendes berücksichtigt werden:

- Verbindliche und klare Anforderungen: Alle Überbauungsanforderungen sollten ausdrücklich in den Ausschreibungsbedingungen definiert werden und nicht verhandelbar sein, um einen fairen Wettbewerb zu gewährleisten. Dadurch werden Situationen vermieden, in denen Bieter spekulative Gebote abgeben könnten, da sie von einer Lockerung der Anforderungen nach Zuschlag ausgehen.
- Absicherung durch CfD: Im CfD-Modell muss der zulässige Höchstwert den wegen Überbauung und Spitzenkappung entstandenen niedrigeren Nutzungsgrad der Anlagen ausreichend berücksichtigen. Dadurch wird sichergestellt, dass die Erzeuger über ein tragfähiges Geschäftsmodell verfügen und nicht unverhältnismäßig durch Überbauungsanforderungen belastet werden.

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

- Auch wenn alternative Nutzungen für den abgeregelten Strom interessante Lösungen darstellen könnten (z.B. Wasserstoffherzeugung auf See, Batteriespeicher), sind sie mit erheblichen Herausforderungen verbunden, was deren Einbindung in das Ausschreibungssystem erschweren könnte.
- Derzeit befindet sich die Wasserstoffherzeugung direkt innerhalb des Offshore-Windparks noch im Entwicklungsstadium, da es derzeit noch keine Präzedenzfälle in größerem Maßstab für diese Technologie gibt. Offshore-Batteriespeicherlösungen sind mit erheblichen technischen Hürden konfrontiert, wie beispielsweise der Anpassung an härtere Meeresumgebungen.
- Aus unserer Sicht würde die Einbindung dieser Alternativen in die Ausschreibungen für Wind Offshore Folgendes bewirken:
- Erhöhung von Projektkomplexität und -risiken: Die Vorgabe von alternativen Lösungen (z.B. Wasserstoff oder Speicherung) würde die Projekte verkomplizieren, indem zusätzliche

Machbarkeitsstudien und Designstudien erforderlich wären. Dies würde eine erhöhte Anzahl von Schnittstellen (z.B. mit Lieferanten) zur Folge haben, was zu erhöhten Implementierungs- und Betriebsrisiken führen würde. Dies würde das Risikoprofil dieser Projekte erheblich erhöhen und könnte Entwickler davon abhalten, Gebote abzugeben.

- Erhöhte finanzielle Risiken: Die Menge an Energie, die von Abregelungen betroffen wäre, lässt Zweifel an der Wirtschaftlichkeit von Investitionen in kapitalintensiven Systemen etwa zur Wasserstofferzeugung oder Speicherung aufkommen. Die Annahme von Erzeugungsausfällen während der Zeiträume, in denen die Windenergieanlagen abgeregelt werden, könnte weiterhin die wirtschaftlichere Option darstellen.
- Aus dem oben genannten Grund raten wir davon ab, alternative Nutzungen des abgeregelteten Stroms z.B. durch Offshore-Wasserstofferzeugung oder Speicherung verpflichtend in die Ausschreibungen für Windenergie auf See zu integrieren, bis ihre technische Reife und wirtschaftliche Machbarkeit in großem Maßstab nachgewiesen sind. In der Zwischenzeit ist es vorzuziehen, Pilot- oder Forschungsprojekte im Rahmen spezifischer Förderprogramme zu unterstützen, um die technologische Reife und Skalierbarkeit solcher Lösungen zu untersuchen.

1.2. Wasserstoff

- Die Offshore-Wasserstofferzeugung bietet zwar ein interessantes langfristiges Potenzial zur Erzeugung von grünem Wasserstoff in größerem Maßstab, doch gibt es leider bislang noch keine groß angelegten Projekte dieser Art. Es bestehen weiterhin zahlreiche technische, regulatorische, industrielle und wirtschaftliche Herausforderungen, die in den nächsten Jahren Forschungs- und Entwicklungs- sowie Demonstrationsprojekte erfordern.
- Vor diesem Hintergrund empfehlen wir Folgendes:
- Fokus auf Demonstrations- und Pilotprojekte: Die Offshore-Wasserstofferzeugung muss zunächst in Pilotprojekten ihre technologische und wirtschaftliche Machbarkeit unter Beweis stellen, bevor eine Skalierung erfolgen kann. Darüber hinaus werden diese Demonstrationsprojekte eine Schlüsselrolle bei der Entwicklung einer industriellen Wertschöpfungskette und der notwendigen Infrastruktur für Offshore-Wasserstoff spielen. Durch Forschungs- und Entwicklungs- sowie Demonstrationsprogramme müssen Wege für die Skalierung der Offshore-Wasserstofferzeugung geschaffen werden, mit dem Ziel einer breiten Umsetzung sobald die Erzeugungskapazität mit der Nachfrage am Markt übereinstimmt.
 - Die Ausschreibung der SEN-1-Fläche sollte so früh wie möglich erfolgen, damit Erfahrungen gesammelt werden.
 - Keine Einbindung in das jetzige Ausschreibungsdesign für Offshore-Windenergie, da dies in dieser Phase die Komplexität und die finanziellen Risiken erhöhen würde, ohne dass klare Vorteile erkennbar wären, was potenzielle Bieter von einer Teilnahme an den

Ausschreibungen abhalten könnte. Die hybride Anbindung sollte aber im Hinblick auf spätere Ausschreibungen geprüft werden und die politischen Weichenstellungen dafür getroffen werden.

2. Marktintegration und Ausschreibungen

2. 1. Gebotsverfahren

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?

- Wir sind der Meinung, dass Absicherungsmaßnahmen von entscheidender Bedeutung sind, damit Deutschland seine Offshore-Ausbauziele erreichen kann. Offshore-Windprojekte sind sehr kapitalintensiv, sodass planbare und stabile Einnahmen während ihrer gesamten Laufzeit unerlässlich sind. Ein wirksamer Investitionsrahmen kann die Risiken für Anteilseigner und Kreditgeber erheblich verringern. Dies führt zu niedrigeren Kapitalkosten, einer verbesserten Finanzierbarkeit und damit zu geringeren Risikoprämien, was zu niedrigeren Geboten und einer Senkung der volkswirtschaftlichen Kosten führt.

A) Hauptrisiken für die Wettbewerbsfähigkeit

- Die Wettbewerbsfähigkeit künftiger Ausschreibungen wird stark von der Ausgestaltung des Förderrahmens beeinflusst. Maßgeblich sind insbesondere (i) der zulässige Höchstwert (in einem Design mit Höchstwerten), (ii) die Förderdauer und (iii) das Maß an Anlegerschutz wesentlichen Risiken:
- Marktpreisrisiko: Die künftigen Strompreise sind volatil und unsicher, was einen erheblichen Druck auf die Einnahmen ausübt.
 - Kannibalisierungsrisiko: Eine hohe installierte Leistung an Offshore-Windanlagen führt bei hoher Windgeschwindigkeit zu einem Rückgang der Marktpreise und möglicherweise zu negativen Preisen, was zu geringeren Erträgen für bestehende Anlagen führt. Dieses Risiko wird durch die mögliche Abregelung des Windparks bei negativen Marktpreisen noch verstärkt, wodurch die Stromerzeugung eingestellt wird und Erzeuger Umsatzverluste hinnehmen müssen.
 - Netzengpassmanagementrisiko: Die infolge des Rückgriffes auf Netzengpassmanagement-Maßnahmen durch die Netzbetreiber entstehenden Kosten.
 - Mengenrisiko: Abweichungen zwischen der prognostizierten und der tatsächlichen Erzeugung (inhärente Windvariabilität).
 - Indexierungsrisiko: Offshore-Windprojekte sind mit langen Entwicklungs-, Bau- und Betriebszeiten verbunden, in denen sich Faktoren wie Inflation und Zinsen verändern und sich auf das wirtschaftliche Gleichgewicht zwischen Gebotsabgabe, Investitionsentscheidung und endgültiger Projektrealisierung auswirken.

B) Optimales CfD-Design

→ Ein gut konzipierter CfD sollte langfristig vorhersehbare und stabile Einnahmen gewährleisten, Erzeuger vor Risiken schützen, die außerhalb ihrer Kontrolle liegen, und Marktverzerrungen verhindern. Um diese Ziele zu erreichen, sollte er folgende Merkmale aufweisen:

- Volumen und Förderdauer: 100 % des Volumens über einen möglichst langen Zeitraum (mindestens 20 Jahre) abdecken. Dies minimiert die Finanzierungskosten und verbessert die Einkommenssicherheit über die gesamte Projektlaufzeit. In einem Design mit Höchstwerten muss der Höchstwert die Besonderheiten jedes Projekts (Größe, Überbauungsgrad, NZIA-Anforderungen usw.) ausreichend berücksichtigen, um tragfähige Geschäftsmodelle zu gewährleisten.
- Schutz vor den oben genannten Risiken - von denen die meisten außerhalb der Kontrolle des Erzeugers liegen -, um wettbewerbsfähige Gebote und einen fairen Wettbewerb durch Angleichung der Annahmen der Bieter zu gewährleisten:
 - Referenz-Marktwert: Der vom Offshore-Windprojekt erzielte Marktpreis. Die Festlegung des Referenz-Marktwertes erfolgt mit dem Ziel, die Erzeuger vor dem Kannibalisierungsrisiko zu schützen, das sich aus den Ausbauzielen und dem Offshore-Zubau ergibt.
 - CfD-Indexierung: Einbeziehung einer Indexierungsformel, die die Erzeuger vor (i) Inflation während der Entwicklungs-, Bau- und Betriebsphase, die eng mit Veränderungen bei den Investitions- und Betriebskosten verbunden ist, sowie vor (ii) Zinsentwicklungen schützt.
 - Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen: Einführung eines Mechanismus zum Ausgleich von Umsatzverlusten in den Zeiträumen negativer Börsenpreise.
 - Herkunftsnachweise: Es soll beim Doppelvermarktungsverbot bleiben, indem keine Herkunftsnachweise generiert werden sollen. Dies soll sicherstellen, dass Herkunftsnachweise keinen Unterscheidungsmerkmal zwischen Bietern darstellen.
 - Entschädigung bei Erzeugungsausfällen: Einbeziehung eines Mechanismus zum Schutz der Erzeuger vor Änderungen im Flächenentwicklungsplan nach Zuschlag, die möglicherweise Erzeugungsausfällen zur Folge haben.
 - Gesetzliche Neuregelungen: Einführung eines Mechanismus zur Anpassung des CfD-Niveaus im Falle von Gesetzänderungen, die sich auf Projekte auswirken.
- Ermutigung zum flexiblen Betrieb unter Berücksichtigung der Marktsignale (Day-Ahead, Intraday, Regelenergie), durch eine Abkehr von „produce and forget“, wo Erzeuger ihren Ertrag maximieren, ohne die Systemanforderungen oder Marktsignale zu berücksichtigen (z. B. Drosselung in Zeiten negativer Preise oder Hochfahren in Knappheitszeiten).

C) Volumenrisiken: Der Fall der Nordsee

- In Regionen wie der Nordsee, wo Windparks besonders dicht bebaut sind, können die Abschattungseffekte unvorhersehbar zunehmen und bleiben außerhalb des Einflussbereichs der Erzeuger (z. B. aufgrund von Änderungen im Flächenentwicklungsplan). Um dem entgegenzuwirken, solches folgendes berücksichtigt werden:
- Es könnten Ausgleichsmechanismen eingeführt werden, um Verluste auszugleichen, die durch Abschattungseffekte entstanden sind, die stärker als erwartet waren.
 - Alternativ könnten sogenannte „finanzielle CfDs“ eine innovative Lösung darstellen, bei denen der Erzeuger eine Kapazitätzahlung erhält. Im Gegenzug leistet er einen Refinanzierungsbeitrag an den Staat. Indem die Vergütung von der tatsächlichen Stromerzeugung entkoppelt wird, verringern solche CfDs das Volumenrisiko und fördern ein systemdienliches Verhalten (z. B. Anpassung der Einspeisung nach Bedarf des Netzbetriebs).

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

- Wir lehnen ein Entweder-oder-Verfahren für die Wind Offshore-Ausschreibungen ab. Auch wenn das Verfahren fair und transparent erscheint, wirft es in der Praxis Fragen hinsichtlich der Fairness und Effizienz des Ausschreibungsprozesses auf.
- Auf den ersten Blick mögen marktbasierter Gebote günstiger erscheinen als CfD-Gebote, doch das Entweder-Oder-Verfahren zwingt zu einem Vergleich zwischen zwei grundsätzlich inkompatiblen Modellen, die jeweils auf unterschiedlichen Risikoprofilen für Erzeuger und Staat basieren. Dies führt zu inhärenten Problemen hinsichtlich der Fairness der Angebotsbewertung.
- In einem zweiseitigen CfD-Szenario würde der Staat, wenn der Zuschlagswert unter den Marktpreisen liegt, Zahlungen vom Erzeuger erhalten, während ein niedriges CfD-Gebot durch ein reines Marktgebot ohne zweite Gebotskomponente oder zusätzliche Zahlungskomponente überboten werden könnte. Dies benachteiligt CfD-Bieter in unfairer Weise und würde geringere Einnahmen für den Staat zur Folge haben.
- Marktbasierter Gebote sind zudem volatilen Strompreisen ausgesetzt, insbesondere bei Offshore-Windprojekten mit langen Entwicklungszeiten. Dies erhöht die Wahrscheinlichkeit, dass Projekte letztendlich nicht bis zur finalen Investitionsentscheidung geführt werden, wenn sich die ursprünglichen wirtschaftlichen Annahmen als unrealistisch erweisen.
- Letztendlich stellt ein einheitlicher CfD-Rahmen sicher, dass alle Bieter denselben Regeln folgen, unter gleichen Bedingungen konkurrieren und von vergleichbaren Annahmen hinsichtlich des Risikoprofils ausgehen.

- Wir sind der festen Überzeugung, dass der Wettbewerb innerhalb eines zweiseitigen CfD-Systems allein ausreicht, um Fairness, Effizienz und Wettbewerbsfähigkeit zu gewährleisten, während das Entweder-oder-Verfahren keinen fairen Wettbewerbsrahmen bietet und potenzielle Bieter von einer Teilnahme an den Ausschreibungen abhalten könnte. Wir sprechen uns nachdrücklich für einen einheitlichen zweiseitigen CfD-Rahmen als optimale Lösung aus, um einen fairen und effektiven Wettbewerb zu gewährleisten.

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

- Das gleiche Ausschreibungsdesign sollte auf beiden Flächenarten angewendet werden.

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

- Ja.

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

- Ja. Wir verweisen hier gerne auf unsere Antwort auf Frage 2 des Abschnitts 2.1.

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

- Ja.

2. 2. Absicherung

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

- Wir verweisen hier gerne auf unsere Antworten auf Frage 1 des Abschnitts 2.1 sowie auf Frage 2 des Abschnitts 2.2.
- Um den besonderen Merkmalen der Offshore-Windenergie im Vergleich zu landseitigen Technologien Rechnung zu tragen, sollte ein CfD-Design für Offshore-Projekte folgende Merkmale aufweisen:
- i) Indexierungsmechanismus, um Inflation und Zinsänderungen während längerer Entwicklungs- und Bauzeiten zu berücksichtigen;
 - ii) Ausgleichsmechanismen oder finanzielle CfDs, um die für die Nordsee typischen Abschattungseffekte abzuschwächen;

iii) Zuschlagswerte, die die höheren Kosten der Offshore-Windenergie widerspiegeln.

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

- Wir sind mit der Tendenz gegen eine CfD-Indexierung nicht einverstanden. Wir erkennen zwar die Komplexität der Entwicklung wirksamer Indexierungsformeln zur präzisen Absicherung von Kostenrisiken an, sind jedoch der Ansicht, dass das Fehlen einer Indexierung größere Herausforderungen für Bieter mit sich bringt als die potenziellen Mängel von Indexierungsmechanismen.
- Es ist unzutreffend zu argumentieren, dass Bieter allein das Inflationsrisiko durch langfristige vertragliche Vereinbarungen absichern können. Offshore-Windprojekte setzen naturgemäß lange Zeiträume zwischen Ausschreibung, Entwicklung, Bau und Inbetriebnahme voraus, in denen Inflation, Zinssätze und unerwartete externe Ereignisse zu erheblichen Kostensteigerungen führen können (z. B. die COVID-19-Pandemie oder geopolitische Krisen wie der Ukrainekrieg). Lieferverträge werden in der Regel nicht zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe ausgehandelt. Bei deren Abschluss enthalten sie in der Regel Indexierungsformeln, die sich mindestens bis zur finalen Investitionsentscheidung und sogar öfter bis zur Inbetriebnahme erstrecken.
- Zwar kann keine Indexierungsformel das Inflationsrisiko zu 100 % absichern, doch ist die Einführung eines angemessenen kalibrierten Indexes, der sich an relevanten Kostenvariablen orientiert, einer Situation vorzuziehen, in der Entwickler wirtschaftlichen Schocks schutzlos ausgeliefert sind. Sollte die tatsächliche Inflationsrate die erwartete Inflationsrate übersteigen, wären Bieter ohne Indexierung gezwungen, ein erhebliches Inflationsrisiko in die gebotenen CfD-Gebote einzupreisen, was zu einer unnötigen Preissteigerung, zur Beeinträchtigung der Finanzierbarkeit und zur Gefährdung der Realisierbarkeit führen würde. Diese Schwierigkeiten können gemindert werden durch Anpassungsmechanismen, die sowohl zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung (um sowohl die Entwicklung der Investitionsausgaben als auch die Entwicklung der Finanzierungskosten widerzuspiegeln) als auch anschließend jährlich während der Betriebsdauer greifen würden. Die in Frankreich oder Belgien vorgeschlagenen CfD-Designs für die Windenergie auf See können als relevante Referenzen herangezogen werden.
- Dieser Ansatz gewährleistet auch Fairness und Wettbewerbsfähigkeit im Bieterverfahren, indem er das Inflationsrisiko für alle Bieter standardisiert. Ohne Indexierung müssen sich die Bieter auf unterschiedliche Annahmen stützen, die zu optimistisch oder zu pessimistisch sein können, was zu ungleichen Wettbewerbsbedingungen führt.
- Auch wenn die Indexierung gewisse Mängel aufweisen mag, sprechen wir uns nachdrücklich für ihre Aufnahme in das Offshore-CfD-Ausschreibungsdesign aus. Indexierte CfDs sind unerlässlich, um die Wirtschaftlichkeit von Offshore-Windprojekten zu sichern und Investoren vor den Unsicherheiten zu schützen, die mit langfristigen Projekten verbunden sind.

2. 3. Qualitative Kriterien

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

→ Ja.

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?

→ Den Aufwand betreiben wir bereits bei der Umsetzung unserer Projekte. Es bleibt jedoch schwierig, den zusätzlichen Aufwand im Falle einer sehr ehrgeizigen Umsetzung bestimmter Standards zu bewerten.

3. Wie können Präqualifikationskriterien mit niedrigem bürokratischen 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?

→ Zum verantwortungsvollen unternehmerischen Handeln: Einhaltung der geltenden gesetzlichen Vorschriften (Achtung der Menschenrechte, Verbot von Zwangsarbeit, Einhaltung internationaler Sanktionen).

→ Zur Fähigkeit, das Projekt vollständig und fristgerecht durchzuführen: Mindestanforderungen zur Erfahrung in Offshore-Windenergieprojekten und bezüglich der finanziellen Stärke des Bieters.

→ Zur Cyber- und Datensicherheit: Wir empfehlen, als einziges Kriterium für die Bewertung der Cyber- und Datensicherheit die Einhaltung der Anforderungen der NIS-2-Richtlinie heranzuziehen (Umsetzung von Maßnahmen zum Schutz industrieller Systeme, Anforderungen an das Cyber-Risikomanagement, Umsetzung von Überwachungs- und Erkennungsfunktionen usw.).

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)?

→ Aufgrund des laufenden Omnibus-Verfahrens zur CSDDD und CSRD erscheint uns eine Antwort auf diese Frage schwierig. Bez. Cyber- und Datensicherheit sollen die Anforderungen der NIS-2-Richtlinie eingehalten werden.

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?

- Es erscheint notwendig, Inspektionen an den Anlagen auf See so weit wie möglich zu vermeiden, um die Unfallgefahr zu verringern. Wir sind der Meinung, dass die Priorisierung der Dokumentation diesen Verpflichtungen besser gerecht wird. Dies entspricht auch den Empfehlungen der NIS-2-Richtlinie, die Sicherheitsmaßnahmen, dokumentierte Nachweise und die Steuerung der Lieferkette anstelle systematischer physischer Inspektionen vorschreibt.

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

- Art. 7 Abs. 3 verpflichtet die Mitgliedstaaten, ein Resilienzkriterium in Ausschreibungen für Offshore-Windenergie für bestimmte Segmente der Wertschöpfungskette aufzunehmen, auch wenn keine Abhängigkeit festgestellt wird. Die Anforderungen betreffen 75 % der Produkte/Komponenten.
- Erstens erscheint es uns unerlässlich, dieses Kriterium auf die Hauptkomponenten von Offshore-Windparks zu beschränken und keine übermäßige Detailgenauigkeit anzustreben.
- Zweitens weisen wir darauf hin, dass ein Bieter bei der Einreichung seines Gebots weder einen Überblick über seine Lieferkette hat (oder zumindest keinen ausreichenden), noch über Garantien von Lieferanten verfügt und nur wenig Kontrolle über die bei der Einreichung seines Gebots vorgesehenen Lieferanten hat. Darüber hinaus erfordert die Verpflichtung zur Einhaltung der Zusagen hinsichtlich des Resilienzkriteriums eine glaubwürdige Industrieplanung mit geplanten Partnerschaften, die mehrere Jahre vor der Phase der Lieferantenauswahl erfolgen soll. Angesichts der langen industriellen Vorlaufzeiten bei Offshore-Windprojekten erscheint dies nicht unbedingt realisierbar.

In diesem Sinne befürworten wir die Einführung einer Ausnahmeregelung, da dies angesichts des Fehlens einer industriellen Lieferkette, die in der Lage wäre, die eingegangenen Verpflichtungen zu erfüllen, unerlässlich erscheint. Eine Klausel sollte aufgenommen werden, die es unter bestimmten Bedingungen erlaubt, den Entwickler nicht zu sanktionieren, wenn der Markt für die betreffenden Komponenten es trotz seinem ernsthaften Bemühen nicht zulässt, die oben genannten Verpflichtungen zu erfüllen.

- Drittens möchten wir auf das ernsthafte Risiko hinweisen, das wir im Zusammenhang mit den mit der Einführung dieses Kriteriums einhergehenden Einschränkungen erkennen. Es besteht ein reales Risiko, dass es in einer bereits angespannten Wertschöpfungskette (z. B. Turbinen) zu Preissteigerungen bei Beschaffungsverträgen kommt.

- Viertens raten wir dringend davon ab, „Made in Europe“ zu verwenden, solange keine ersten Erfahrungen vom NZIA gesammelt worden sind (Reaktionsfähigkeit der Lieferketten außerhalb Chinas, Auswirkungen auf die Gebote und damit auf die Verbraucherpreise).
- Schließlich stellen wir fest, dass es über diese Elemente hinaus von entscheidender Bedeutung ist, dass alle Mitgliedstaaten das NZIA-Resilienz Kriterium in gleicher Weise anwenden, um ein Marktsignal zu setzen, das stark genug ist, um das Ziel der Wiederansiedlung der Produktion zu erreichen.

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, soweit 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?

- Eine Definition des widerstandsfähigen Charakters einer Komponente festlegen:
 - Wir empfehlen, die sekundären Rechtsvorschriften der NZIA-Verordnung einzuhalten, die auf dem Zollkodex und der Kombinierten Nomenklatur basieren (Methode, bei der der Standort anhand des physischen Warenflusses bewertet wird). Die Einhaltung der europäischen Definition erscheint uns notwendig, um die Anwendbarkeit des Resilienzkriteriums, das entsprechend den beobachteten Abhängigkeiten und denselben Standortregeln aktiviert wird, in harmonisierter Weise in der EU sicherzustellen.
- Überprüfung der Einhaltung des Resilienzkriteriums
 - Was den Nachweis der Einhaltung des Resilienzkriteriums anbelangt, empfehlen wir einen pragmatischen Ansatz, in dem ausschließlich auf Erklärungsdokumente und Absichtserklärungen/Verpflichtungserklärungen der Hersteller zurückgegriffen wird. Wir weisen darauf hin, dass es in der Gebotsphase schwierig sein könnte, mehr Transparenz und Liefernachweise von den Herstellern zu erhalten.
 - Außerdem halten wir es für keine gute Idee, vorvertragliche Verpflichtungen zu fördern, die die Erfüllung des Resilienzkriteriums nachweisen würden. Eine solche Verpflichtung bedeutet, dass ein Industrieunternehmen innerhalb einer bestimmten Zeit eine bestimmte industrielle Kapazität zur Verfügung stellt. Wir weisen darauf hin, dass eine solche Verpflichtung außerhalb des Einflussbereichs des Bieters liegt und unvorhergesehenen Ereignissen (Investitionsentscheidungen, Verzögerungen, Einholung von Genehmigungen) unterliegen kann, die ihre Umsetzung verhindern könnten.

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

- Es wäre unglücklich, die volle Verantwortung für die Erreichung der in Bezug auf die Reindustrialisierung festgelegten Ziele dem Entwickler zu übertragen. Da die Entwicklungszeit von Projekten lang ist, ist der Bieter nicht immun gegen eine Strategieänderung eines Lieferanten (zumal in einem sehr volatilen geopolitischen Kontext), der seine Aufträge auf andere Märkte umleiten oder beschließen könnte, Werke zu schließen. Daher sollten die nach der Inbetriebnahme vorgesehenen Sanktionsmechanismen in Bezug auf die im Gebot gemachten Angaben mit einer Ausnahmeregelung (oder Ausstiegsklausel) einhergehen, die zum Zeitpunkt der finalen Investitionsentscheidung auf der Grundlage objektiver Elemente geltend gemacht werden kann, wenn die von einem Bieter bei der Gebotsabgabe gemachten Zusagen aufgrund der Lage der Lieferkette nicht eingehalten werden können.

2. 4. Sicherheiten und Pönalen

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

- § 83 WindSeeG könnte insofern angepasst werden, dass das Verschulden des Entwicklers zwar weiterhin vermutet wird, jedoch nicht die Handlungen der vorgelagerten Lieferkette umfassen würde, die nicht in seinem Kontrollbereich liegen. Eine damit einhergehende Änderung von § 82 Abs. 3 WindSeeG könnte Anpassungen an den unmittelbaren Charakter des Zuschlagswiderrufes vornehmen.

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

- Wir stimmen der angepassten pauschalen Sicherheit von 150 €/kW nicht zu. Wir verstehen zwar die Notwendigkeit, das Engagement der Entwickler nach der Ausschreibung sicherzustellen, sind jedoch der festen Überzeugung, dass eine pauschale Sicherheit von 100 €/kW dafür ausreichend ist, da diese bereits vor der finalen Investitionsentscheidung erhebliche Verpflichtungen eingehen müssen. Angesichts der Höhe der Investitionssummen stellt allein die Verzögerung oder Aufgabe eines Projekts bereits eine schwere Strafe für die Entwickler. Eine Erhöhung der Sicherheit auf 150 €/kW führt zu unnötigen zusätzlichen finanziellen Belastungen (Erhöhung der Vorlaufkosten) und birgt die Gefahr, dass Bieter von einer Teilnahme abgehalten werden, das die Akteursvielfalt schwächen würde.
- Die vorgeschlagene Sicherheit stellt größere Projekte vor erhebliche Herausforderungen. Um dem entgegenzuwirken, empfehlen wir, eine Standard-Flächengröße von 1 GW festzulegen. Projekte mit einer Größe von 1 GW sind groß genug, um wichtige Skaleneffekte zu erzielen und gleichzeitig die kumulativen finanziellen Risiken für die Entwickler zu mindern. Die Festlegung

kleinerer standardisierter Flächengrößen würde ein besseres Gleichgewicht zwischen den Verpflichtungen der Entwickler und der Verbesserung der Realisierbarkeit schaffen.

- Darüber hinaus wäre es bei mehreren Flächen umfassenden Ausschreibungen von Vorteil, sicherzustellen, dass kein einzelner Bieter den Zuschlag für alle Flächen erhält. Eine Diversifizierung der Flächenvergabe auf mehrere Entwickler würde auch einen faireren Wettbewerb fördern, systemische Risiken mindern und eine widerstandsfähigere und robustere Pipeline für den Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland gewährleisten.

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?

- Wir sind mit der zusätzlichen Sicherheit in Höhe von 5 % des Zahlungsgebots zusätzlich zu der pauschalen Sicherheit von 150 €/kW nicht einverstanden. Wie in unserer Antwort auf Frage 2 des Abschnitts 2.4 erwähnt, ist das finanzielle Risiko für Entwickler bereits vor der finalen Investitionsentscheidung erheblich.
- Eine pauschale Sicherheit von 100 €/kW sollte ausreichen, um die Zahlungssicherheit zu gewährleisten. Dies stellt für die Entwickler einen ausreichenden Anreiz dar, ihre Verpflichtungen zu erfüllen, ohne sie in der frühen Phase der Projektentwicklung einer unverhältnismäßigen finanziellen Belastung auszusetzen. Darüber hinaus würde eine Reduzierung der überhöhten Sicherheiten eine breitere Beteiligung und einen stärkeren Wettbewerb unter den Bietern fördern, was letztlich dem Ausschreibungsverfahren zugutekommen würde.

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?

- Zunächst möchten wir daran erinnern, dass wir uns gegen das Entweder-Oder-Verfahren aussprechen. In einer einheitlichen CfD-Struktur wären solche Zahlungen nicht erforderlich, wodurch dieses Problem vollständig vermieden würde.
- Wir stimmen dem Vorschlag zur Erhöhung der Sofortzahlung nicht zu. Eine Erhöhung der erforderlichen Vorauszahlung würde die ohnehin schon hohe finanzielle Belastung der Entwickler in der Anfangsphase weiter verschärfen. Dies könnte wiederum von einer Teilnahme abhalten und letztlich die Wettbewerbsfähigkeit des Ausschreibungsverfahrens beeinträchtigen.

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.

→ Ja.

6. Wie sollte die Zahlung einer entsprechenden Pönale nach Frage 6 effizient abgesichert werden? Unserer Ansicht nach sollte die pauschale Sicherheit in Höhe von 100 €/kW ausreichend sein.

→ Unserer Ansicht nach sollte die pauschale Sicherheit von 100 €/kW ausreichend sein.