

Wichtigste BDEW-Positionen zum WindSeeG-Gesetzesentwurf

Der BDEW begrüßt, dass der Gesetzesentwurf der Bundesregierung die überfällige Novellierung des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) weiter voranbringt.

Gleichzeitig sind noch Änderungen am Entwurf notwendig, um den richtigen Rahmen für einen zukunftsfesten Ausbau der Windenergie auf See zu schaffen.

1 Zum zweistufigen Zuschlagsverfahren („Entweder-oder-Verfahren“):

Der BDEW fordert: Kein Zwei-Stufen-Verfahren, sondern klares und einfaches einstufiges Ausschreibungsdesign für Offshore Wind

Im Gesetzentwurf:

1. Es wird in der ersten Stufe des Zuschlagsverfahrens abgefragt, ob mindestens ein Bieter bereit ist, für die Fläche einen bisher unbestimmten Betrag in € zu zahlen. Ist nur ein Bieter bereit zu zahlen, dann bekommt er die Fläche für den von der Bundesnetzagentur zu definierenden Einstiegsbetrag in €. Sind zwei Bieter dazu bereit, dann folgt ein dynamisches Bieterwettbewerb, bei dem derjenige gewinnt, der am meisten bereit ist, für die Fläche zu zahlen.
2. Ist niemand bereit für die Fläche zu zahlen, folgt ein dynamisches CfD-Vergabeverfahren. Es gewinnt derjenige, der den niedrigsten anzulegenden Wert (Strike Price) in €/kWh bietet. Das Verfahren beginnt mit dem gesetzlichen Höchstwert.

Einschätzung des BDEW: Das zweistufige Zuschlagsverfahren ist nicht zielführend.

Es setzt die bestehenden, starken Anreize für optionsbasiertes, risikoaffines Bieten in der ersten Stufe fort und trägt damit weiterhin erhebliche **Realisierungsrisiken** in sich, trotz der nun erhöhten Sicherheitsleistungen/Pönalen. Es wäre daher wahrscheinlich, dass die laufenden Debatten um Projektabbrüche oder nachträgliche Verbesserungen zur Regel werden, weil das System spekulative Gebote in der ersten Stufe weiter anreizt und insbesondere besonders risikoaffine Akteure geneigt sind, sich die Flächen in der ersten Stufe zu sichern.

Es führt nicht automatisch zu den niedrigsten staatlichen Förderkosten: Die besonders attraktiven Flächen, bei denen der Staat in einem CfD-System aufgrund niedrigerer Zuschlagswerte regelmäßig abschöpfen könnte, würden mit größerer Wahrscheinlichkeit in der ersten Stufe vergeben werden, was zu keiner Abschöpfungsmöglichkeit aber erheblichen Realisierungsrisiken führt.

Es reduziert die Akteursvielfalt und trägt zur Marktmachtkonzentration bei: Wenn stets unklar ist, ob es überhaupt zu der CfD-Vergabe in der zweiten Stufe kommt oder sich die wenigen, risikoaffinen Akteure die Flächen in der ersten Stufe sichern, ist es aus Sicht des BDEW wahrscheinlicher, dass risikoaverse Akteure keine CfD-Gebote (mit Kosten von mehreren

Millionen Euro) mehr entwickeln und abgeben und somit die Akteursvielfalt und der Wettbewerb sinkt.

Es macht den deutschen Markt im internationalen Vergleich weniger attraktiv: Ein derartiges Modell wäre erneut ein deutschen Sonderweg, der die internationale Attraktivität des Investitionsstandorts Deutschlands schwächt. Alle anderen relevanten Offshore-Wind-Märkte in Europa haben ein rein CfD-basiertes, einstufiges Ausschreibungsverfahren mit Indexierung und sind somit attraktiver für Gebote und Investitionen, unabhängig von Unterschieden in den Systemen (z.B. bzgl. der Netzanbindung, die beispielsweise in UK mit entwickelt werden muss und die Kosten erstattet werden).

Es führt bei einer Vergabe in der ersten Stufe nicht zu den niedrigsten Stromkosten für Industrie und Verbraucher, da Kapitalkosten nicht durch den CfD und eine mögliche Indexierung gesenkt werden können und die im Bieterwettbewerb eingesetzten Kosten refinanziert werden müssen (siehe Ausschreibungsrunden 2023 und 2024 mit durchschnittlichen Geboten von 750 Mio. € pro GW).

BDEW-Alternativvorschlag:

Der BDEW spricht sich für ein einstufiges Zuschlagsverfahren anhand der direkten Vergabe von zweiseitigen CfD aus, aber mit **mehr Flexibilität für die PPA-Teilvermarktung als bisher im EEG-E vorgesehen, um den Förderbedarf des Staates möglichst gering zu halten** und den PPA-Markt zu stärken:

Einmalige Wechselmöglichkeit aus dem CfD in die anschließende dauerhafte PPA-Vermarktung zu jeglichem Zeitpunkt in der Betriebszeit zulassen (nicht bloß in den ersten zehn Jahren, wie im EEG bisher vorgesehen).

Möglichkeit zur PPA-Vermarktung für die ersten zehn Jahre nach Fertigstellung und anschließende, einmalige Rückkehrmöglichkeit in den CfD,

Möglichkeit zur Vermarktung eines Teils des Projektvolumens (in MW) durch PPAs (sog. „PPA carve out“ für z.B. 20% PPA-Vermarktung und 80% CfD-Vermarktung).

Gleichzeitig sollte eine [staatliche Besicherung des Ausfallrisikos grüner PPAs](#) (siehe verlinktes BDEW-Positionspapier) eingeführt werden, die im Falle einer Insolvenz des PPA-Abnehmers für die verbleibende Laufzeit des Liefervertrags greift. Durch diese Besicherung kommen zum einen auch weniger bonitätsstarke und damit deutlich mehr Abnehmer für PPAs in Frage und können vom der PPA-Teilvermarktung der Offshore-Windparks profitieren.

2 Zur Einführung einer Indexierung:

Der BDEW fordert: Wirksame Indexierung auch in Deutschland als Standard etablieren.

Ziel muss es sein, eine **einfache Indexierung der CfDs anhand des europäischen Verbraucherpreisindex HICP** einzuführen und damit dem erfolgreichen britischen und dänischen Modell zu folgen.

Eine Indexierung sichert Projekte gegenüber unbeeinflussbaren Risiken (z.B. Kostensprünge aufgrund von Kriegen oder Krisen) ab und **senkt damit die Kapitalkosten** der Projekte

(Vermeidung zusätzlicher Risikoaufschläge durch Banken). Niedrigere Kapitalkosten führen zu **niedrigeren Stromerzeugungskosten** und damit zu niedrigeren Zuschlägen sowie **niedrigeren Förderbedarfen**, insbesondere in den ersten Jahren. **Die Realisierungswahrscheinlichkeit steigt** daher mit Indexierung signifikant. Zudem wird die **Attraktivität des deutschen Offshore-Wind-Marktes im internationalen Wettbewerb** gestärkt, da die allermeisten relevanten Offshore-Märkte auch eine Indexierung haben

Konkreter BDEW-Vorschlag:

- › „Rad nicht neu erfinden“, sondern sich der erfolgreichen britischer und dänischer Umsetzungsform anhand eines bestehenden Verbraucherpreisindex anschließen
- › HICP - Harmonised Index of Consumer Prices („[Euro Area HICP: Overall index excluding tobacco](#)“) von Eurostat ist sinnvoll und pragmatisch, da er keine „Vollkasko“ ist, die Kostensteigerungen größtenteils abbildet (in den letzten Jahren zu 70 % passgenau) und dem europäischen Charakter der Lieferkette Rechnung trägt.
- › Anwendung über den gesamten Zeitraum zwischen Zuschlag und Ende des CfD oder mindestens zwischen Zuschlag und Inbetriebnahme.
- › Sollte in § 54c WindSeeG-E geregelt werden, indem dort der anzulegende Wert des bezuschlagten Gebots mit einem jährlichen Indexierungsfaktor, den die Bundesnetzagentur veröffentlichen sollte, multipliziert wird. Das BMWF sollte dabei ermächtigt werden, durch Rechtsverordnung die Berechnung, Anwendung und Veröffentlichung des Indexierungsfaktors auf Grundlage des HICP festzulegen und den Auftrag bekommen, alle zwei Jahre die Eignung und Angemessenheit der Indexierungsmethodik zu überprüfen und ggf. anzupassen. Konkrete Formulierung, siehe [BDEW-Stellungnahme](#).

3 Zu Realisierungswahrscheinlichkeit, Rückgabe und Neuausschreibung

Der BDEW fordert: Geordnete Rückgabeoption und schnellen Neuausschreibungsmechanismus für bezuschlagte Flächen der Auktionen 2023–2025 einführen

Der BDEW bewertet es als kritisch, dass der Gesetzesentwurf bislang keine ausreichenden Maßnahmen vorsieht, um die **Realisierungswahrscheinlichkeit bereits seit 2023 bezuschlagter Projekte zu erhöhen** und einen geordneten **Rückgabe- und Neuausschreibungsmechanismus** für den unerwünschten Fall einer Nichtrealisierung einzuführen. Hierzu sollten unbedingt im parlamentarischen Verfahren noch Regelungen aufgenommen werden, um frühestmögliche Planungssicherheit für alle Akteure herzustellen.

In Deutschland wurden seit 2023 14 Offshore-Windprojekte mit einem Volumen von rund 18 GW ohne staatliche Förderung bezuschlagt, wovon 16 GW zum jetzigen Zeitpunkt noch keine finale Investitionsentscheidung haben. Der Erfolg dieser Projekte ist zentral für die Erreichung der Offshore-Wind-Ausbauziele, des Klimaneutralitätsziels 2045 und für die in dustriepolitische Zielsetzung, eine stabile europäische Lieferkette und Wertschöpfung im Offshore-Wind-Bereich zu erhalten und auszubauen. Es ist festzustellen, dass das Ausschreibungsdesign der letzten Jahre Fehlanreize für risikoreiches, optionales Bieten gesetzt hat und zugleich die Herausforderungen für Offshore-Windparkentwickler deutlich gestiegen

sind – u. a. aufgrund von gestiegenen Projekt- und Kapitalkosten infolge geopolitischer Spannungen, schleppender Dekarbonisierung der Industrie und teils langer Netzanschlussverzögerungen aufgrund externer Faktoren (z.B. Schließung der Straße von Hormuz). Daher muss davon ausgegangen werden, dass die Realisierung einiger der seit 2023 bezuschlagten Projekte akut gefährdet ist.

Vor diesem Hintergrund sollte mindestens die Aufnahme eines geordneten, einmaligen Rückgabe- und Neuausschreibungsmechanismus geprüft werden, der folgende Aspekte adressieren könnte:

1. Frühere Klarheit bzgl. der Projektrealisierung oder -Nichtrealisierung der seit 2023 bezuschlagten Projekte schaffen – im Vergleich zur bisherigen zweiten Realisierungsfrist, die bei einem Großteil der 16 GW erst im Verlauf von 2028 eintritt. Dies betrifft insbesondere nicht zentral voruntersuchte Flächen, die einen sehr langen Zeitraum zwischen Zuschlag und FID haben. Ansätze zur Umsetzung können die Einführung einer neuen Übergangsregelung oder die Anwendung der bestehenden Verordnungsermächtigung in § 96 Nr. 3a WindSeeG zur Einführung einer neuen Realisierungsfrist sein.
2. Anreiz für frühzeitige Entscheidungen der Projektentwickler ermöglichen (z.B. durch Reduktion oder Entfall der zu zahlenden Pönale, siehe BWO-Vorschlag);
3. Teilpönalisierung bei Nichtrealisierung trotzdem aufrechterhalten (z.B. keine Rückerstattung bereits geleisteter Zahlungen, Pflicht zur kostenlosen Weitergabe der Voruntersuchungsergebnisse), um auch zukünftige den Anreiz für spekulative Gebote möglichst gering zu halten;
4. Schnelle und faire Neuausschreibungen der Flächen unter Ausschluss der bisherigen Entwickler ermöglichen, sofern keine Realisierung mehr möglich ist;
5. Verzögerungen in Folge der Neuausschreibung geringhalten, um die möglichst effiziente Auslastung der Netzanbindungen sicherzustellen und Fadenriss in den Lieferketten zu vermeiden. Voruntersuchungsergebnisse und weitere Informationen zur Fläche, die keine Betriebsgeheimnisse sind, könnten hierzu umfassend und frühzeitig mit allen Marktakteuren geteilt werden. Zudem könnten die Realisierungsfristen vor der Ausschreibung neu festgelegt werden.

4 Zu CfD-Höchstwerten

Der BDEW fordert: CfD-Höchstwerte und dahinterliegende Annahmen kritisch überprüfen und anpassen.

Die bisher im Gesetzesentwurf vorgesehenen CfD-Höchstwerte sind nicht ausreichend, um die aktuellen Marktbedingungen und projektspezifischen Herausforderungen angemessen abzubilden und wirtschaftlich tragfähige Gebote sowie ausreichend Wettbewerb und Akteursvielfalt zu ermöglichen. Insbesondere das Fehlen einer Indexierung sowie die zusätzlichen Kostenbelastungen infolge der verpflichtenden Überbauung, der Umsetzung der NZIA-Kriterien und die Einführung von Kapazitätsentgelten durch den AgNes-Prozess machen

höhere Höchstwerte notwendig. Der BDEW empfiehlt daher, die gewählten Annahmen zur Berechnung der Höchstwerte dringend im engen Dialog mit der Branche zu überprüfen, mit den Annahmen in aktuellen Studien und anderen europäischen CfD-Systemen abzugleichen und die Höchstwerte entsprechend anzupassen. Die im Gesetzentwurf genannten Annahmen zu den Höchstwerten weichen deutlich von den Kostenannahmen etablierter aktueller Studien und anderer CfD-Regime in unseren Nachbarländern (z.B. UK, Niederlande) ab.

Zudem sollte die Methodik zur Berechnung der Höchstwerte veröffentlicht werden, wie das unter anderem in Großbritannien, den Niederlanden und Dänemark gemacht wird.

5 Zur Stärkung der Akteursvielfalt

Der BDEW fordert: Akteursvielfalt stärken: Sicherheiten für CfD-Vergaben auf 100 Mio. €/GW begrenzen und die Zuschlagsbegrenzung je Bieter und Ausschreibung/Jahr prüfen

Durch den Gesetzesentwurf soll die Höhe der Sicherheit für nicht zentral voruntersuchte Flächen von 100 auf 200 Mio. €/GW und für zentral voruntersuchte Flächen von 200 auf 250 Mio. €/GW erhöht werden. Eine Erhöhung der Sicherheitsleistung führt zu höheren Gebots- und Projektkosten, was die Akteursvielfalt und den Wettbewerb deutlich einschränken kann. Zudem kann die Erhöhung den deutschen Markt im Vergleich zu anderen Märkten weniger attraktiv machen, bei denen 100 Mio. €/GW häufig üblich sind. Die Sicherheiten sollten mindestens für die CfD-Vergaben, die niedrigere Realisierungsrisiken zur Folge haben, auf 100 Mio. €/GW begrenzt und nicht weiter erhöht werden. Sollte eine Flächenvergabe auf der ersten Stufe anhand der Zahlungsbereitschaft erfolgen, dann kann eine höhere Sicherheit sinnvoll sein, um das damit verbundene Optionalitäts-Kalkül und Realisierungsrisiko teilweise zu begrenzen.

Es ist derzeit zudem möglich, dass ein einzelnes Unternehmen mehrere große Flächen derselben Ausschreibungsrunde erhält. Dies kann die Akteursvielfalt verringern und konzentriert zugleich einen erheblichen Teil des Realisierungsrisikos des Offshore-Ausbaupfades auf einzelne Unternehmen. Es sollte daher geprüft werden, die §§ 20 und 54 WindSeeG-E um eine Regelung zu ergänzen, nach der ein Bieter einschließlich der mit ihm verbundenen Unternehmen je Ausschreibungsrunde höchstens einen Zuschlag oder ein bestimmtes Ausschreibungsvolumen pro Jahr erhalten kann.

6 Zur Optimierung des Offshore-Wind-Ausbaus:

Der BDEW fordert: Ausbauziele beibehalten, konkrete Vorgaben für Reduktion der Bebauungsdichte und zur Anrechnung grenzüberschreitenden Kooperationsprojekte aufnehmen.

Der BDEW unterstützt die Beibehaltung der Ausbauziele und die Fortführung des ambitionierten Ausbaupfades mit durchschnittlich 3.000 MW pro Jahr, da der Ausbau insbesondere für die Versorgungssicherheit und industrielle Wertschöpfung sehr relevant ist. Wichtig ist aber auch, dass der Ausbau zukünftig noch kosteneffizienter erfolgt. Der BDEW unterstützt daher die im Gesetzesentwurf genannten Optimierungsmaßnahmen Reduktion der Leistungsdichte und grenzüberschreitende Kooperation für niedrigere Abschattungseffekte und

höhere Volllaststunden. Damit dies gelingen kann, muss die für Offshore-Wind in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) vorgesehene Flächenkulisse in der bisherigen Größe mindestens erhalten bleiben. Dies ist in der Gesetzesbegründung klarzustellen.

Zudem nennt der Gesetzesentwurf die Reduktion der Leistungsdichte zwar als Ziel, aber schafft bisher bedauerlicherweise noch nicht die notwendigen Voraussetzungen, damit diese sehr wichtige Maßnahme vorrausschauend und effektiv vom BSH umgesetzt werden kann. Dies sollte unbedingt im parlamentarischen Verfahren noch nachgebessert werden.

Der bisher enthaltene Verweis auf die Umsetzung im Flächenentwicklungsplan (FEP) reicht nicht aus, da die Reduktion der Leistungsdichte in der Praxis im Gegensatz zu den gesetzlich verankerten 70-GW-Ausbauzielen und den Unsicherheiten bzgl. der Realisierung von Kooperationsprojekten steht und damit zu Planungsunsicherheiten beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) führt.

Nach jetzigem Stand könnte das BSH die Leistungsdichte in der deutschen AWZ erst dann signifikant reduzieren (d.h. auf der gleichen Gesamtfläche nur z.B. 60 GW planen), wenn neue bilaterale Verträge für grenzüberschreitenden Kooperationsprojekte unterzeichnet sind und die dann auf ausländischen Flächen entstehenden OWPs (z.B. 10 GW) mit Anschluss an das deutsche Stromnetz auf die deutschen Ausbauziele fest angerechnet werden können. Da der Abschluss dieser Verträge einige Jahre dauern kann, würde weiterhin mit 70 GW in der deutschen AWZ geplant werden müssen und die Leistungsdichte könnte nicht schon vorrausschauend reduziert werden. Dieser Ansatz würde somit zu Planungsunsicherheit auf allen Seiten und weiterhin niedrigeren Volllaststunden (VLS) führen.

Der BDWE schlägt daher vor, dass zur sinnvollen Umsetzung der Maßnahme folgende Vorgaben ins WindSeeG aufgenommen werden sollten:

Zu **§ 1 Abs. 2 WindSeeG**: Es sollte ein neues Unterziel für grenzüberschreitende Kooperationsprojekte als Anteil am Ausbauziel von 70 GW bis 2045 festgelegt werden. Dieses Unterziel sollte als Grundlage für eine vorrausschauende Reduzierung der Leistungsdichte in der deutschen AWZ sowie für eine verstärkte Kooperation mit den Nachbarstaaten dienen. Zudem sollte an dieser Stelle geregelt werden, in welchem Umfang und nach welchen Kriterien grenzüberschreitende Kooperationsprojekte auf die Ausbauziele angerechnet werden.

BDEW-Änderungsvorschlag: „(2) Ziel dieses Gesetzes ist es, die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden, auf insgesamt mindestens 30 GW bis zum Jahr 2030, auf insgesamt mindestens 40 Gigawatt bis zum Jahr 2035 und auf insgesamt mindestens 70 Gigawatt bis zum Jahr 2045 zu steigern, wovon im Sinne der Kosteneffizienz bis zum Jahr 2045 grenzüberschreitende Kooperationsprojekte in einer Größenordnung von 10 Gigawatt umgesetzt werden sollen. In der ausschließlichen Wirtschaftszone eines anderen Mitgliedstaates oder mehrerer anderer Mitgliedstaaten der Europäischen Union oder des Vereinigten Königreichs oder Norwegens errichtete Windenergieanlagen auf See, die direkt oder mittels eines hybriden Interkonnektors an das deutsche Netz angeschlossen werden, werden als grenzüberschreitende Kooperationsprojekte nach § 5 EEG auf die Ausbauziele nach Satz 1 entsprechend der Anschlusskapazität an das deutsche Stromnetz angerechnet. [...]“

Zu **§ 4 WindSeeG**: Es sollte für den FEP geregelt werden, dass in der deutschen AWZ mindestens 3.500 Volllaststunden in den verbleibenden Flächen in Zone 3 sowie mehr als 4.000 Volllaststunden in Zone 4 und 5 erreicht werden sollen und somit die Leistungsdichte in der Regel nicht mehr als 7 MW/km² betragen darf ([siehe Fraunhofer IWES, 2026](#)). Derzeit wird mit einer hohen durchschnittlichen Leistungsdichte von 10 MW/km² geplant.

BDEW-Änderungsvorschlag: „(2) Für den Ausbau von Windenergieanlagen auf See und der hierfür erforderlichen Offshore-Anbindungsleitungen ein schließlich internationaler Offshore-Anbindungsleitungen gemäß § 3 Nummer 60 des Energiewirtschaftsgesetzes, trifft der Flächenentwicklungsplan Festlegungen mit dem Ziel,

1. die Ausbauziele nach § 1 Absatz 2 Satz 1 **und 2** zu erreichen, wobei alle Ausbauziele überschritten werden dürfen,
2. die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See räumlich geordnet, **und** flächensparsam **und mit dem Ziel der Erreichung von mindestens 3.500 Volllaststunden pro Kalenderjahr auf allen auszuschreibenden Flächen in Zone 3 und mindestens 4.000 Volllaststunden pro Kalenderjahr auf allen auszuschreibenden Flächen in Zone 4 und 5 auszubauen, wobei in der Regel eine maximale Leistungsdichte von sieben Megawatt installierter Stromerzeugungsleistung je Quadratkilometer Fläche einzuhalten ist, [...]**“

Zudem sollte in der **Gesetzesbegründung** klargestellt werden, dass die Leistungsdichte zuerst dort reduziert werden sollte, wo die Optimierungspotenziale am größten sind (d.h. Zone 3 vor Zone 4 und 5).

Nach den Ergebnissen einer Studie des [Fraunhofer IWES \(2026\)](#) würde die Umsetzung von 10 GW an Kooperationsprojekten und Reduktion der Leistung in der deutsche AWZ auf 60 GW dazu führen, dass die Volllaststunden der zukünftigen Offshore-Windparks erhöht und somit die Stromgestehungskosten (inkl. Netzkosten) signifikant gesenkt werden:

	Status Quo 70 GW in DE		60 GW + 10 GW durch Kooperationsprojekte		50 GW + 20 GW durch Kooperationsprojekte	
	GW	VLS	GW	VLS	GW	VLS
Zone 3 - N-12	9	3.464	7	3.672	7	3.710
Zone 3 - N-13	5,5	3.711	3,5	4.216	3,5	4.275
Zone 4	20	3.690	14	3.920	8	4.340
Zone 5	4	4.260	4	4.250	2	4.760