

Berlin, 23. Oktober 2026

BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e.V.  
Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin  
[www.bdeu.de](http://www.bdeu.de)

## Positionspapier

# Rückgabe- und Neuausschreibungs- mechanismus sowie Maßnahmen zur Unterstützung der Realisierung für Offshore-Windparks

Vorschlag zur Aufnahme in die WindSeeG-Novelle für in den Jahren  
2023 bis 2025 bezuschlagte Flächen

Versionsnummer: 1

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW 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 neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

## 1 Hintergrund und Ziel

In Deutschland wurden seit 2023 vierzehn Offshore-Windprojekte mit einem Volumen von rund 18 Gigawatt (GW) ohne staatliche Förderung bezuschlagt, wovon 16 GW zum jetzigen Zeitpunkt noch keine finale Investitionsentscheidung (FID) haben. Die schnellstmögliche Realisierung dieser Offshore-Kapazitäten ist zentral für die Erreichung der Offshore-Wind-Ausbauziele, die effiziente Auslastung der in der Entwicklung befindlichen Netzanbindungssysteme sowie für den Erhalt und Ausbau der mit Offshore-Windenergie verbundenen Lieferkette, Wertschöpfung und Arbeitsplätze in Deutschland und Europa.

Gleichzeitig ist festzustellen, dass das Ausschreibungsdesign der letzten Jahre zu Fehlanreizen bei der Projektvergabe geführt hat und die Risiken für Offshore-Windparkentwickler wie auch Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) deutlich gestiegen sind – u.a. aufgrund von gestiegenen Projekt- und Kapitalkosten infolge geopolitischer Spannungen, Lieferkettenengpässen, schleppender Dekarbonisierung der Industrie und unvorhersehbaren Netzanschlussverzögerungen, ausgelöst durch externe Faktoren (darunter Umtrassierungen zur Umgehung des Artillerie-schießgebiets in der Nordsee und die Schließung der Straße von Hormus). Aufgrund dieser Kombination von geänderten Rahmenbedingungen sowie zu optimistischen Annahmen bei der Gebotsabgabe muss davon ausgegangen werden, dass die Realisierung einiger der seit 2023 bezuschlagten Projekte akut gefährdet ist.

Daher müssen im Rahmen der laufenden Novellierung des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) Maßnahmen getroffen werden, um die Realisierung der bezuschlagten Projekte zu unterstützen (Kapitel 3), und es muss ein geordneter, frühzeitig greifender Rückgabe- und Neuausschreibungsmechanismus eingeführt werden (Kapitel 2), falls die Realisierung dennoch nicht mehr möglich ist. Aus Sicht des BDEW gibt es bisher im WindSeeG 2023 und auch im vorliegenden Gesetzesentwurf zur WindSeeG-Novelle 2027 keine hinreichend eindeutigen Regelungen, um die Realisierungswahrscheinlichkeit der bezuschlagten Projekte zu erhöhen und im unerwünschten Fall einer Nichtrealisierung Flächen frühzeitig zurückgeben zu können.

Der BDEW schlägt folgende Umsetzung eines Rückgabe- und Neuausschreibungsmechanismus im WindSeeG basierend auf den bestehenden Vorschlägen des Bundesverbandes Windenergie Offshore e.V. (BWO) und der Offshore-ÜNB zum Thema vor.

## **2 BDEW-Vorschlag für nicht zentral voruntersuchte Flächen mit Zuschlägen aus den Jahren 2023 bis 2025**

Folgende Regelungen sollten als **Gesamtpaket** in das WindSeeG eingeführt werden:

- I. Einführung eines neuen, nachträglich gültigen Meilensteins zum Nachweis über die Reservierung von Turbinen** (durch sog. „Preferred Supplier Agreements“) zwölf Monate vor FID (d.h. vor dem bisherigen zweiten Meilenstein zum Nachweis über die bestehende Finanzierung des Offshore-Windparks nach § 81 Abs. 2 Nr. 2 WindSeeG) für zwischen 2023 und 2025 bezuschlagte Flächen. Dies ist über die bereits bestehende Verordnungsermächtigung des § 96 Nr. 3a WindSeeG auch nachträglich möglich.

Sollte der neue Meilenstein entgegen dem BDEW-Vorschlag auch für zukünftige Flächenausschreibungen angewendet werden, dann muss zum Zeitpunkt des Meilensteins gleichzeitig auch eine zu definierende Verbindlichkeit des Netzanschlusstermins mit entsprechend ausgestalteten Entschädigungsregelungen bei weiteren Netzanschlussverzögerungen sichergestellt sein.

Der neue Meilenstein sollte nur für die nicht zentral voruntersuchte Flächen eingeführt werden, da bei diesen Flächen der Zeitraum zwischen Zuschlag und FID besonders lang und die Unsicherheiten bei der Realisierung besonders hoch sind. Es wird betont, dass der neue Meilenstein nicht für zentral voruntersuchte Flächen gelten soll, welche einen deutlich kürzeren Zeitraum zwischen Zuschlag und FID und tendenziell niedriger Abbruchsriskien haben.

- II. Einführung einer besonderen Übergangsregelung in § 84 WindSeeG für die einmalige Rückgabemöglichkeit von in den Jahren 2023 bis 2025 bezuschlagte nicht zentral voruntersuchte Flächen ohne FID (10,7 GW) vor Eintritt des neuen Meilensteins.** Entscheidet sich ein Unternehmen für die Rückgabe einer Fläche, weil deren Realisierung nicht mehr möglich ist, dann sollten sich daraus folgende Konsequenzen ergeben:

- Teilweise oder vollständige Rückerstattung der Sicherheit, unter der Voraussetzung, dass Voruntersuchungsergebnisse vollständig, fristgerecht und ohne Gegenleistung an das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) übergeben werden;
- Von der zweiten Gebotskomponente des Zuschlags entfallen 90 %, aber die bereits geleisteten 10 % werden nicht rückerstattet;
- Zurückgebende Entwickler (und damit verbundene Unternehmen) werden von der Neuvergabe der jeweiligen Fläche ausgeschlossen.

### **III. Die Neuausschreibungen der Flächen sollten unter folgenden Voraussetzungen stattfinden:**

- Für zukünftige Ausschreibungen von Offshore-Wind-Flächen wird generell eine Obergrenze von maximal einem Zuschlag pro Bieter pro Jahr und Mutterkonzern inklusive Joint Ventures eingeführt und die Sicherheitsleistung für CfD-Auktionen auf circa 100 Mio. €/GW angesetzt, um eine hohe Akteursvielfalt im Offshore-Wind-Ausbau zu ermöglichen.
- Für zurückgegebene Flächen werden die Realisierungsfristen für die OWP-Entwickler vor der Neuausschreibung unter schnellem Einbezug aller Akteure (BSH, BNetzA, ÜNB, OWP-Entwickler) projektspezifisch angepasst, um eine beschleunigte Projektentwicklung wie bei zentral voruntersuchten Flächen zu ermöglichen und somit Leerstände der ONAS zu vermeiden. Dabei bleibt der aktuell publizierte Netzanschlussstermin für die ÜNB und die daraus resultierenden Pflichten grundsätzlich bestehen.
- Die zurückgegebenen Flächen sollten zeitlich koordiniert und im Rahmen der gesetzlichen jährlichen Ausschreibungsvolumina wieder ausgeschrieben werden, ohne dabei Lieferkette und Markt zu überfordern. Ziel muss es sein, dass es im Rahmen der Neuausschreibung bestmöglich zu einem Gleichlauf bei der Entwicklung der ONAS und OWPs kommt und die langfristigen Ausbauziele erreicht werden.

### **3 Realisierung von bezuschlagten Projekten unterstützen**

Neben der Einführung eines Rückgabe- und Neuausschreibungsmechanismus für den unerwünschten Fall der Nichtrealisierung, sollten gleichzeitig auch weitere Maßnahmen umgesetzt werden, um die Realisierung der Projekte zu unterstützen und damit die Anzahl der potenziell notwendigen Projektrückgaben zu minimieren sowie die Kosteneffizienz des Offshore-Ausbaus zu steigern. Folgende Maßnahmen sind in diesem Zusammenhang vorstellbar:

- Prüfung der Verlängerung der Betriebszeiten von 25 auf bis zu 35 Jahre auch für bereits bezuschlagte Projekte ohne FID anhand von Einzelfallprüfungen und unter der Voraussetzung, dass gleichzeitig die regulatorischen Rahmenbedingungen in §§ 17e und 17f EnWG sowie in der Regulierung der ONAS entsprechend an längere Betriebszeiten angepasst werden (siehe [BDEW-Stellungnahme zur WindSeeG-Novelle 2026](#)). Die bisherigen Abschreibungsdauern der ONAS sollten dabei unberührt bleiben.
- Abschattungseffekte sollten bei der anstehenden Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans (FEP) in Zone 2 und 3 weiter reduziert werden, unter anderem indem eng mit den Niederlanden und Dänemark bei der Flächenentwicklung kooperiert wird. Ziel

muss es sein, „erzeugungsoptimale Flächenkulissen“ über die Grenzen der einzelnen ausschließlichen Wirtschaftszonen hinaus zu schaffen, wie im Koalitionsvertrag (2025) vorgesehen.

- Prüfung geeigneter KfW-Instrumente sowie einer Ausweitung bestehender Finanzierungsangebote der Europäischen Investitionsbank (EIB) zur Erleichterung der Fremdkapitalfinanzierung von Offshore-Windparks.