

13.10.2025

Offshore-Ausbau kosteneffizient gestalten und Realisierung von bezuschlagten Flächen sichern

Deutschland hat sich mit der Anpassung des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) im Jahr 2023 ambitionierte Ziele für den Ausbau der Offshore-Windenergie gesetzt, indem das Ausbauziel für 2030 auf 30 GW angehoben wurde. Gleichzeitig wurden regulatorische Vorgaben überarbeitet oder neu eingeführt, im Vertrauen darauf, dass sich die Prozesse rund um Bau und Inbetriebnahme von OffshoreWindparks (OWP) und deren Anbindungsleitungen beschleunigen und parallelisieren lassen.

Die Unternehmen TotalEnergies, JERA Nex BP und Luxcara haben seit dem Jahre 2023 in Auktionen Zuschläge im Umfang von mehr als 13 GW für die Entwicklung und den Betrieb von OWPs in Deutschland erhalten und treiben jetzt die Realisierung der Projekte aktiv voran. Die Zuschläge stehen für ein Investitionsvolumen von ca. 39 Mrd. €.

Die praktische Umsetzung der aktuellen Regelungen für OWP-Projekte zeigt jedoch (z.B. bei der Umgehung des neuen Artillerieschießgebiets in der Nordsee), dass die regulatorischen Vorgaben nicht in allen Bereichen optimal auf die realen Bedingungen abgestimmt sind, gerade weil nun erstmals Projekte in der Größenordnung zwischen 1 GW und 2 GW zur Umsetzung kommen. In Verbindung mit den derzeit herausfordernden Rahmenbedingungen – Engpässen in der Wertschöpfungskette, einem stagnierenden Fachkräfteangebot, dem anspruchsvollen Zinsumfeld und rückläufigen Strompreiserwartungen – sind die Risiken für eine planmäßige und erfolgreiche Projektrealisierung spürbar gestiegen.

Deshalb sollte die anstehende Überarbeitung des WindSeeG, des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und des Flächenentwicklungsplans (FEP) genutzt werden, regulatorische Risiken nicht nur für zukünftige, sondern auch für bereits bezuschlagte Projekte zu reduzieren. Da viele der hierfür erforderlichen Maßnahmen bereits breite Zustimmung innerhalb der Branche finden, ist es umso wichtiger, deren Anwendung auch für bestehende Projekte sicherzustellen.

1. Realisierungsfristen und Sanktionen auf Projektrealisierung ausrichten

Durch die Verlängerung der Realisierungsfristen der OWP und ein verursachergerechtes Sanktionierungsregime für Verspätungen im WindSeeG wird eine absolut notwendige Voraussetzung für die erfolgreiche Umsetzung der Projekte geschaffen. Denn durch die derzeitigen Regelungen bestehen in den Projekten erhebliche Risiken.

Wir schlagen drei Maßnahmen vor, um den Rechtsrahmen auf die Projektrealisierung auszurichten.

- Mehr Zeit für die Projektumsetzung:** Die derzeit im § 81 Abs. 2 S.1 Nr. 5 WindSeeG festgesetzte Frist für den Nachweis der technischen Betriebsbereitschaft ist mit 6 Monaten angesichts vervierfachter Projektgrößen im Vergleich zu früheren OWP zu kurz bemessen. Die Betriebsbereitschaft der Anlage soll künftig erst 12 Monate nach Herstellung des Netzanschlusses nachgewiesen werden.
- Anwachsende Strafzahlungen bei Verspätungen:** Verzögerungen in den Projekten sind nicht auszuschließen, etwa wegen der angespannten Lieferketten. Nach dem derzeitigen Gesetzeswortlaut (§ 82 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 und Nr. 2 WindSeeG) können aber schon geringe

13.10.2025

Verspätungen der Projektumsetzung zum vollständigen Verlust der Sicherheiten und sogar zum Zuschlagsentzug führen. Strafzahlungen sollen künftig in einem proportionalen Verhältnis zur Dauer der Verzögerung stehen. Dies ist im Wirtschaftsleben üblich. Wir plädieren für eine anwachsende Strafzahlung, die zu der Dauer der Verzögerung in einem angemessenen Verhältnis steht.

- c. **Zuschlagsverlust nur als „Mittel letzter Wahl“:** Derzeit sieht das WindSeeG eine Pflicht zum Widerruf eines Zuschlages im Falle der Nichteinhaltung bestimmter Fristen vor. Eine „KannRegelung“ erlaubt der Bundesnetzagentur die Umstände des Einzelfalls zu berücksichtigen. Dies stärkt die Sicherheit des Bieters, im Falle eines nachrangigen Versäumnisses sein Projekt erfolgreich umsetzen zu können.

2. Ausschreibungen in 2026: Auszuschreibende Flächen müssen Mindestvoraussetzungen erfüllen

Die gescheiterten Auktionen im Jahr 2025 belegen, dass großer Handlungsbedarf besteht, um Auktionen wieder attraktiv für Bieter zu machen. Solange aber grundlegende politische Entscheidungen über das zukünftige Ausbauvolumen, den Ausbaupfad und das Auktionssystem (CfD ja oder nein, in welchem Umfang) noch ausstehen, sind Auktionen mit einem erheblichen Risiko behaftet.

Sollten im nächsten Jahr Ausschreibungen stattfinden, sollte folgender Maßstab gelten: Es dürfen nur Flächen ausgeschrieben werden, die im Hinblick auf die Leistungsdichte und die erreichbaren Volllaststundenzahlen geeignet sind und die nicht zu weiteren Verschlechterungen bei angrenzenden OWPs führen. Diese Grundvoraussetzung ist bei den derzeit laut FEP 2025 für die Ausschreibung vorgesehenen Flächen nicht gegeben. Es sollten also stattdessen Flächen in einem noch nicht belegten Cluster ausgeschrieben werden.

Einen Sonderfall stellt die Fläche N-10.2 dar, die sich mit einer bereits bezuschlagten Fläche die Netzanbindung teilt. Hier muss zeitnah eine Lösung gefunden werden, die sicherstellt, dass die Netzanbindung für die Bestandsfläche plangemäß realisiert werden kann.

Dieses Szenario böte die Gelegenheit, das Auktionssystem und den FEP gründlich zu überarbeiten, die Verzögerungen bei den Netzanbindungen abzubauen und zeitlich verzögerte Projekte verlässlich zu realisieren, ohne dass ein Fadenriss für die Lieferkette entstünde.

13.10.2025

3. Verlängerung der Projektlaufzeit steigert Kosteneffizienz

Die Verlängerung der OWP-Betriebszeiten von 25 um mindestens zehn Jahre (§ 69 Abs. 7 WindSeeG) könnte die betriebswirtschaftliche und die volkswirtschaftliche Kosteneffizienz des OWP-Ausbaus erheblich erhöhen. Denn ein längerer Betrieb der bereits bestehenden Anlagen- und Netzinfrastruktur verringert Kosten für Anlagenbetreiber und Netzanbindung erheblich. Davon profitieren die Stromkunden durch geringere Strompreise und geringere Netzentgelte ([BDEW 2025 S. 33ff](#)).

Ein weiterer Vorteil könnte durch eine flexible Handhabung der Verlängerungsmöglichkeiten entstehen. Statt einer einmaligen Verlängerung um maximal zehn Jahre, sollten mehrfach Verlängerungen möglich sein. Wenn sich Anlagen und Netzanbindungen wirtschaftlich weiter betreiben lassen, sollte dies auch zulässig sein.

4. Investitionssicherheit bei Verzögerungen des Netzanschlusstermins absichern

Auch im Energiewirtschaftsgesetz sollte die Investitionssicherheit für OWP-Entwickler gestärkt werden. Sie benötigen eine Entschädigung für nicht selbst verschuldete Einnahmeausfälle. Ein erster Ansatzpunkt ist die Korrektur des § 17e Abs. 2 S. 1 EnWG. Dieser sieht vor, dass Betreiber im Falle einer Verzögerung des Netzanschlusses erst ab dem 91. Tag der Verspätung gegenüber dem ursprünglich kommunizierten Termin eine Entschädigung von lediglich 90 % der entstandenen Vermögensschäden erhalten. Durch diese Regelung sind die OWP-Betreiber, die in Deutschland allein auf einer marktlichen Basis ohne eine Förderzusage OWPs errichten, in ihren Investitionsplanungen starken Risiken ausgesetzt.

- a. Der sog. „Selbstbehalt“ sollte für die bereits bezuschlagten und zukünftige Projekte entfallen, da die OWP-Betreiber für die Verzögerung der Netzanbindung nicht verantwortlich sind. In diesen Fällen ist eine vollständige Kompensation des Ertragsausfalls des OWP-Betreibers ab dem ersten Tag der Verspätung folgerichtig.
- b. Die OWP-Entwickler müssen in den Fällen, in denen die Verzögerung der Netzanbindung zeitlich nach dem Meilenstein nach § 81 Abs. 2 Nr. 2 liegt, eine finanzielle Entschädigung über dem PPAMarktpreis erhalten, wenn sie unverschuldet nach Inbetriebnahme der OWP den vertraglich zugesicherten Strom nicht liefern können. Denn in den genannten Fällen sind bei diesen rein marktbasierteren OWP die langfristigen Stromabnahmeverträge bereits geschlossen (und die endgültige Investitionsentscheidung steht unmittelbar bevor). Demzufolge steht der OWP-Betreiber in der Pflicht, den vertraglich zugesicherten Strom vertragsgemäß zu liefern, ist aber ohne eigenes Verschulden hierzu nicht in der Lage.

13.10.2025

5. Ertrags- statt leistungsorientierter OWP- Ausbau erhöht Kosteneffizienz

Ein ertragsbasierter Ausbaupfad und eine Neujustierung des FEP mit dem Fokus auf dem Ausbau von Flächen in noch nicht bebauten Gebieten würde die Abschattungsproblematik erheblich verringern. Bestandsprojekte würden, ebenso wie neue Projekte, höhere Erträge erzielen, zudem würde auch die Netzanbindung besser ausgelastet werden.

Abschattungseffekte haben einen starken Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von OWP-Projekten. Die im WindSeeG vorgesehenen 3.500 Vollaststunden (§ 53 Abs. 4) erreicht heute aufgrund der dichten Bebauung und der Abschattungseffekte kaum ein deutsches Projekt. In den geplanten Flächen für 2026, erreichen weder N-12 (2.800) noch N-13 (3.050) ansatzweise die ursprünglich vorgesehenen Vollaststunden. Auch bei weiteren, bislang nicht bezuschlagten Flächen im aktuellen Cluster, wie etwa der Fläche N-6.8, liegt der Ertrag unter 2600 Vollaststunden. Im Schnitt verlieren die betroffenen Flächen also rund 20% ihrer Erzeugung und deutlich mehr finanzielle Erträge, da für die Entwickler und fürs Energiesystem besonders wertvolle Stunden verloren gehen.

