

Stellungnahme

Zum Entwurf des Energiewirtschafts- gesetzes (EnWG) 2026

Stand: 22. Juli 2026

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

Einleitung

Der Bundesverband Windenergie Offshore (BWO) begrüßt die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und die Möglichkeit, sich mit einer Stellungnahme in den Prozess einzubringen.

Die Konsultationsfrist von lediglich drei Werktagen steht aus Sicht des BWO in keinem angemessenen Verhältnis zur politischen und systemischen Bedeutung sowie zum Umfang der EEG-Novelle und des Netzpakets. Eine derart kurze Frist erschwert eine fachlich fundierte und intern abgestimmte Stellungnahme der betroffenen Akteure und wird der Tragweite der vorgesehenen Änderungen für Investitionsentscheidungen, Netzausbau und Versorgungssicherheit nur unzureichend gerecht. Für eine Gesetzgebung dieser Größenordnung halten wir ein geordnetes, transparentes Beteiligungsverfahren mit realistischen Fristen für erforderlich.

Im vorliegenden Entwurf fehlen aus Sicht des BWO wichtige Anpassungen zum Haftungs- und Entschädigungsregimes in § 17e EnWG (§ 17h EnWG-Entwurf 2026). Der derzeitige § 17e EnWG wird der Rolle der Offshore-Windenergie als zentralem Baustein für Versorgungssicherheit und Dekarbonisierung sowie dem Reifegrad der Netzanbindungstechnologien nicht mehr gerecht. Der BWO schlägt daher ein kohärentes, investitions- und finanzierungsfreundliches System vor, das technologische Entwicklungen, Marktintegration (CfDs, PPAs) und die strategische Bedeutung von Offshore-Wind angemessen berücksichtigt. Auch sollte mehr Klarheit zur Verbindlichkeit von Netzanschlüssen in § 17d EnWG (§ 17g EnWG-Entwurf 2026) geschaffen werden. Für Offshore-Windenergie sollte zudem festgehalten werden, dass Baukostenzuschüsse (§ 17 EnWG-Entwurf 2026) als Instrument zur Standortsteuerung ungeeignet sind.

Die Stellungnahme des BWO adressiert insbesondere folgende Punkte:

1. Notwendige Anpassungen des Haftungs- und Entschädigungsregimes in § 17e EnWG
2. Verbindlichkeit von Netzanschlüssen für Offshore-Wind in § 17d EnWG
3. Fehlende Standortsteuerungsfunktion von Baukostenzuschüssen in § 17 EnWG für Offshore-Wind

1. Notwendige Anpassungen des Haftungs- und Entschädigungsregimes in 17e EnWG

Der bestehende § 17e EnWG basiert in seiner Grundkonzeption wesentlich auf den technischen, regulatorischen und marktlichen Rahmenbedingungen der Jahre 2012/2013. Seitdem haben sich sowohl die Offshore-Netzanbindung als auch die Vermarktungsbedingungen für Windenergie auf See grundlegend weiterentwickelt. Vor diesem Hintergrund zeigt sich, dass mehrere Elemente des aktuellen Haftungs- und Entschädigungsregimes – insbesondere die zeitlichen und finanziellen Selbstbehalte, die Ausgestaltung des Entschädigungsmechanismus sowie einzelne an dem überholten technischen Standard anknüpfende Tatbestandsvoraussetzungen – nicht mehr sachgerecht sind und mit den heutigen Realisierungsanforderungen kollidieren.

Zeitlicher und finanzieller Selbstbehalt

Die zeitlichen und finanziellen Selbstbehalte der OWP-Betreiber gehen auf die Sondersituation des Offshore-Netzausbaus im Jahr 2012 zurück. Zum Zeitpunkt des Gesetzgebungsvorhabens waren schwer-

wiegende Verzögerungen mehrerer Offshore-Anbindungsleitungen eingetreten.¹ Das mit § 17e EnWG eingeführte Haftungsregime sollte Anlagen- und Netzbetreibern Planungs- und Investitionssicherheit bieten und Haftungsgrenzen festlegen.² Das verfolgte Ziel war dabei nicht ein vollständiger Interessenausgleich, sondern die Schaffung ökonomischer Anreize für den Ausbau des Offshore-Netzes und die Energiewende auf See.³

Da es sich bei den von den ÜNB zu errichtenden Offshore-Anbindungsleitungen und Konverterplattformen damals um vergleichsweise neue Technologien handelte und die Fertigungs- und Errichtungsabläufe bei Einführung des Gesetzes noch nicht standardisiert waren, sollte der OWP-Betreiber am unternehmerischen Risiko des ÜNB beteiligt werden.⁴

Heute ist die Situation eine andere: Die ÜNB und die Lieferanten der Netzanbindungssysteme haben im vergangenen Jahrzehnt erhebliche Erfahrungen in der Errichtung und dem Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen gesammelt. Vor diesem Hintergrund besteht heute kein Grund mehr, den OWP-Betreiber über den zeitlichen und finanziellen Selbstbehalt am Risiko der Nichtverfügbarkeit der Offshore-Anbindungsleitungen zu beteiligen.

Auch im Fall der Streichung der zeitlichen und finanziellen Selbstbehalte in § 17e EnWG würde der OWP-Betreiber zudem weiterhin am Risiko der Störung oder Verzögerung der Netzanbindung beteiligt bleiben. Die Haftungsausschlüsse gemäß § 17e Abs. 1 Satz 5 EnWG bzw. § 17e Abs. 2 Satz 3 EnWG für alle übrigen aus der Störung oder Verzögerung der Netzanbindung resultierenden Vermögensschäden bestünden auch bei Streichung der Selbstbehalte fort. Damit wird weiterhin zugunsten der Übertragungsnetzbetreiber die Haftungsfrage durch § 17e EnWG gesetzlich geklärt und bleibt die gesetzliche Anbindungspflicht zumutbar.⁵

Die zeitlichen Selbstbehalte haben sich zudem als streitanfällig erwiesen. Schon die Länge der Verfahren steht dem Ziel einer einfachen und leicht umsetzbaren Entschädigungsregelung entgegen. Außerdem werden die Selbstbehalte teilweise eng in einer Weise ausgelegt, dass sich je nach Lage des Falles entschädigungslose Zeiten von insgesamt deutlich über den gesetzlich festgelegten Selbstbehaltszeiten ergeben können. Solche Zufallsergebnisse sollen durch eine klare Entschädigungsregelung vermieden werden.

Entschädigung bei sonstiger Direktvermarktung

Bei Entschädigung wegen Störung, Verzögerung oder Wartung der Netzanbindung von WEA auf See verweist der aktuelle § 17e EnWG auf den nach § 19 EEG 2023 im Fall der Direktvermarktung bestehenden Zahlungsanspruch. Diese WEA auf See vermarkten den erzeugten Strom bereits heute häufig über Power Purchase Agreements (PPA) im Wege der sonstigen Direktvermarktung gemäß § 21a EEG 2023 und kommen damit der Forderung nach einer Abkehr von der Förderung hin zu einer vollständigen Marktintegration der Windenergie auf See bereits heute nach. Insbesondere für Bestandsanlagen, bei denen die EEG-Förderung ausgelaufen ist oder die keine Förderung mehr in Anspruch nehmen, bildet die Entschädigungsregelung des § 17e EnWG dies jedoch nicht sachgerecht ab, da sie nach wie vor an den EEG-Zahlungsanspruch anknüpft. In der Entschädigungsregelung sollte daher klargestellt werden,

¹ BT-Drs. 17/10754, S. 2; BT-Drs. 17/11982, S. 6.

² *Overkamp*, in: Theobald/Kühling, 127. EL Oktober 2024, EnWG § 17e, Rz. 1.

³ *Overkamp*, in: Theobald/Kühling, 127. EL Oktober 2024, EnWG § 17e, Rz. 1.

⁴ BT-Drs. 17/10754, S. 27.

⁵ Vgl. BT-Drs. 17/10754, S. 26.

dass Windenergieanlagen auf See im Fall der Nichtverfügbarkeit des Netzes für die entgangenen Einnahmen und zusätzlichen Aufwendungen viertelstundenscharf zu entschädigen sind, sofern und soweit der erzeugte Strom in der sonstigen Direktvermarktung vermarktet wird. Zu den entgangenen Einnahmen zählt insbesondere die Vergütung für den im Fall der Einspeisung erzeugten Strom und die diesbezüglich ausgestellten Herkunftsnachweise.

Klarstellung des Störungsbegriffes

Aufgrund der Vielzahl an rechtlichen Auseinandersetzungen zur Nichtmöglichkeit der Einspeisung ist es angezeigt, den Störungsbegriff klarzustellen. Dabei muss jede auch teilweise Einschränkung der Netznutzung ungeachtet ihrer Ursachen als Störung qualifiziert werden.

Verzögerung der Netzanbindung gemäß § 17e Abs. 2 EnWG

Zeitlicher Selbstbehalt

Ist die Einspeisung aus einer betriebsbereiten Windenergieanlage auf See aufgrund einer Verzögerung der Netzanbindung nicht möglich, kann der Betreiber der Windenergieanlage auf See nach der aktuellen Fassung des § 17e Abs. 2 Satz 1 EnWG ab dem Zeitpunkt der Herstellung der Betriebsbereitschaft der Windenergieanlage auf See, frühestens jedoch ab dem 91. Tag nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin, eine Entschädigung verlangen.

Der Gesetzgeber hat diesen zeitlichen Selbstbehalt von drei Monaten mit dem Gesetz zur Änderung des WindSeeG im Jahre 2020 in § 17e EnWG eingeführt.⁶

Dieser zeitliche Selbstbehalt führt dazu, dass das Risiko von Verzögerungen der Netzanbindung in den ersten drei Monaten vollständig auf den OWP-Betreiber verlagert wird, da dieser wegen der Verzögerung der Netzanbindung keinen Strom produzieren und keine Erlöse erzielen kann und darüber hinaus keine Entschädigung gemäß § 17e EnWG erhält. Dies erscheint schon aufgrund der erheblichen wirtschaftlichen Schäden einer verzögerten Netzanbindung für den betroffenen OWP-Betreiber unausgewogen und kann die Wirtschaftlichkeit von Projekten erheblich negativ beeinflussen.

Dass dies nicht angemessen ist, zeigt auch ein historischer Vergleich mit der Rechtslage bei Einführung des § 17e EnWG. Im Jahr 2012 zeichneten sich schwerwiegende Verzögerungen bei der Anbindung von Offshore-Windparks und damit einhergehende Entschädigungszahlungen von etwa 1 Mrd. Euro ab.⁷ Trotz dieser damals bereits absehbaren schweren Verzögerungen erschien dem Gesetzgeber zum damaligen Zeitpunkt ein zeitlicher Selbstbehalt von (lediglich) zehn Tagen angemessen, um zu gewährleisten, dass ein gewisses wirtschaftliches Risiko beim OWP-Betreiber verbleibt.⁸

Die ÜNB haben seit Einführung des § 17e EnWG umfangreiche Erfahrungen mit der Errichtung und dem Betrieb von Offshore-Anbindungsleitungen gewonnen. Daher besteht für eine Risikobeteiligung der OWP-Betreiber kein Bedürfnis mehr. Angesichts der Erfahrungen der ÜNB und Lieferanten mit der Errichtung und dem Betrieb von Offshore-Anbindungsleitungen erscheint ein zeitlicher Selbstbehalt von drei Monaten unangemessen.

⁶ BT-Drs. 19/20439, S. 33.

⁷ BT-Drs. 17/10754, S. 2.

⁸ BT-Drs. 17/10754, S. 27.

Zeitpunkt der Betriebsbereitschaft

§ 17e Abs. 2 Satz 4 EnWG setzt die Errichtung einer betreibereigenen Umspannanlage voraus. Tatsächlich ist eine solche im neuen Standard-Anbindungskonzept nicht mehr vorgesehen. Die Technologie und die Netzanschlusskonzepte haben sich seit dem Jahr 2012 grundlegend weiterentwickelt. Bislang wurden die WEA des jeweiligen OWP auf der Spannungsebene von 33 KV zunächst an ein Offshore-Umspannwerk des OWP angeschlossen und der in den WEA erzeugte Strom dort auf eine Spannung von 155 KV umgewandelt. Der Netzanschluss an die Konverterplattform der ÜNB erfolgte bislang am jeweiligen Umspannwerk des OWP auf der 155-kV-Spannungsebene.

Spätestens seit dem Jahr 2019 verfolgen die ÜNB ein neues technisches Netzanschlusskonzept. Danach werden die WEA des OWP mit einer Spannung von 66 KV direkt an die Konverterplattform der ÜNB angeschlossen („Direktanschlusskonzept“). Die Begriffsbestimmung des § 3 Nr. 5 a) WindSeeG 2023 geht nunmehr von dem Direktanschlusskonzept als Regelfall aus, während das bisherige Netzanschlusskonzept nur noch in der zweiten Alternative gemäß § 3 Nr. 5 b) WindSeeG 2023 angeführt wird. In den Gesetzesmaterialien wird diese Änderung der Legaldefinition ausdrücklich damit begründet, dass die bisherige Definition aufgrund des technologischen Fortschritts überholt war. Zudem wird dort festgestellt, dass das neue Direktanschlusskonzept nunmehr das Standard-Anbindungskonzept ist.⁹

§ 17e Abs. 2 Satz 4 EnWG bildet dies nicht ab, sondern nennt weiterhin die Errichtung der für die WEA vorgesehenen Umspannanlage durch den OWP-Betreiber. Die Norm muss daher an die geänderte Sachlage des neuen Standard-Anbindungskonzeptes und die neue Rechtslage des WindSeeG angepasst werden.

2. Verbindlichkeit von Netzanschlussterminen für Offshore-Wind in 17d EnWG

Über die Punkte in Abschnitt 1 dieser Stellungnahme hinaus, bedarf es einer Verbindlichkeit des Netzanschlusstermins in § 17d EnWG, um den Beginn der Verzögerungszeiträume in § 17e Abs. 2 EnWG sicher bestimmen zu können. Es wird daher folgende Anpassung gefordert:

Anpassungsbedarfe in § 81 WindSeeG und § 17d EnWG

Um eine systemgerechte Verzahnung der Entschädigungszeiträume und Realisierungsfristen mit dem tatsächlichen Fortschritt der Netzanbindung zu berücksichtigen, bedarf es Folgeanpassungen in § 81 WindSeeG und § 17d EnWG.

Die Fristen in § 81 WindSeeG knüpfen an den verbindlichen Fertigstellungstermin der Netzanbindung an, berücksichtigen aber nicht hinreichend, dass Bieter ihre Realisierung insbesondere bei verspäteter Netzanbindung weder technisch sinnvoll noch wirtschaftlich vertretbar vorziehen können.

Durch die Ergänzung klarer „frühestens“-Regelungen werden die Nachweispflichten an die tatsächliche Verfügbarkeit der Infrastruktur gekoppelt. Damit wird verhindert, dass Fristen ablaufen, obwohl die Voraussetzungen für eine sachgerechte Projektumsetzung objektiv nicht vorliegen. Zugleich wird die Planungs- und Finanzierungssicherheit erhöht, da die Realisierungspflichten praktikabel an den technischen Projektpfad angepasst werden.

Die Änderungen erhalten die Grundstruktur des Realisierungsregimes, vermeiden unverhältnismäßige Sanktionen bei Netzanbindungsverzögerungen und stärken die Investitionssicherheit, ohne die Verant-

⁹ BT-Drs. 20/1634, S. 71.

wortung der Bieter zu mindern. Dadurch entsteht ein kohärentes, ausgewogenes und vollzugsstabiles Fristensystem, das den Realitäten des Offshore-Ausbaus besser entspricht.

Notwendigkeit von klarer Verbindlichkeit für Netzanschlussstermine

Verzögerte Netzanschlüsse stellen derzeit eine der zentralen Herausforderungen für einen planbaren und realisierbaren Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland dar. Eine Vielzahl von ursprünglich angesetzten Netzanschlusssterminen im aktuellen Flächenentwicklungsplan 2025 verschieben sich, mit entsprechender Unsicherheit für bereits bezuschlagte Projekte. In der Vergangenheit konnten zudem Bestandsparks nach Fertigstellung teils über Monate nicht einspeisen. Das führt zu erheblichen, weitgehend nicht entschädigten wirtschaftlichen Verlusten auf Betreiberseite und gefährdet die Investitionslogik des gesamten Ausbauregimes.

Offshore-Wind unterscheidet sich strukturell von Wind an Land und Photovoltaik: Projekte gehen nicht als vollständig entwickelte und genehmigte Vorhaben in die Auktion. Zwischen Zuschlag und finaler Investitionsentscheidung liegen regelmäßig drei bis fünf Jahre, je nach Flächentyp. In dieser Phase werden erst technische Auslegung, Finanzierung, Lieferkettenbindung, Netzanschlussabstimmung und zentrale Untersuchungen abgeschlossen. Gerade in diesem Zeitraum wirken sich Veränderungen von Zinsen, Lieferketten, Komponentenpreisen, geopolitischen Rahmenbedingungen und des Strommarktdesigns unmittelbar auf die Wirtschaftlichkeit der Projekte aus. Unsichere oder verzögerte Netzanschlüsse verlängern diesen Expositionszeitraum zusätzlich, eine Gefahr für die Wirtschaftlichkeit und Realisierbarkeit von Projekten.

Empirisch zeigt sich, wie gravierend diese Risikoverschiebung ist: Eine Studie von [NERA Economic Consulting](#) weist darauf hin, dass Bieter mit Änderungen in Investitions- und Finanzierungskosten von bis zu 40 Prozent rechnen müssen, wenn die finale Investitionsentscheidung fünf Jahre nach Gebotsabgabe erfolgt; auch bei drei Jahren liegen unerwartete Kostensteigerungen noch im Bereich von rund 25 Prozent. Verzögerte Netzanbindungen verstärken genau dieses Risiko. Scheitern Projekte unter diesen Bedingungen, werden Flächen und Netzanschlüsse blockiert, Ausbauziele verfehlt, und die Finanzierungskosten für nachfolgende Auktionen steigen. Betroffen ist nicht nur das einzelne Projekt, sondern die gesamte Offshore-Wertschöpfungskette, von Häfen und Werften bis zu Turbinen-, Kabel- und Konverterherstellern.

Diese Risiken müssen in Gebote eingepreist werden. Entsprechende Risikoaufschläge führen zu höheren CfD-Gebotswerten, erhöhen damit den Absicherungsbedarf im Bundeshaushalt und treiben die Stromgestehungskosten. Gleichzeitig entstehen Fehlanreize: Akteure, die Risiken systematisch unterschätzen oder auf besonders optimistische Annahmen setzen, können kurzfristig aggressiver bieten, was die Realisierungswahrscheinlichkeit senkt, und das Abbruchrisiko erhöht. Die Folge ist eine geringere Planbarkeit des Ausbaupfads, geringere Versorgungssicherheit und eine unsichere Perspektive für die nachgelagerte Liefer- und Wertschöpfungskette.

Vor diesem Hintergrund ist eine höhere Verbindlichkeit der Netzanschlussstermine nach § 17d EnWG (künftig § 17g EnWG-E) aus Sicht des BWO zwingend erforderlich. Ziel der Weiterentwicklung des Rechtsrahmens muss sein, die tatsächliche Realisierung der Offshore-Ausbauziele abzusichern und vermeidbare zusätzliche Risiken konsequent zu begrenzen. Verbindliche und belastbare Netzanschlussstermine verbessern die Planbarkeit für Politik, Netzbetreiber, Projektentwickler, Lieferketten und industrielle Abnehmer gleichermaßen – und sind damit ein zentraler Hebel, um den Offshore-Ausbau pfad realistisch, finanzierbar und industriepolitisch tragfähig zu halten.

3. Fehlende Standortsteuerungsfunktion von Baukostenzuschüssen für Offshore-Wind

Die Anpassungen in § 17 EnWG-Entwurf sehen vor, den betroffenen Netzbetreibern sowie der Bundesnetzagentur (BNetzA) Handlungsspielraum für eine Erhebung von Baukostenzuschüssen zu geben. Dabei seien negative Auswirkungen auf das EEG-Konto zu vermeiden. In der laufenden Rahmenfestlegung zur Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) wird die stärkere Beteiligung von Erzeugern bereits diskutiert. Laut BNetzA sollen ab dem Jahr 2027 zu Baukostenzuschüssen weitere Festlegungen folgen.

Der BWO fordert klar, Offshore-Wind von allen Formen der diskutierten Erzeugerentgelte auszunehmen, inklusive Baukostenzuschüssen. Sie entfalten im Offshore-Windbereich keine Steuerungswirkungen, erhöhen den Absicherungsbedarf (mit entsprechend negativen Auswirkungen auf den Bundeshaushalt) und sorgen für zusätzliche unsachgerechte Mehrbelastungen.

Die Begründung des neuen § 17 EnWG stellt ausdrücklich auf eine räumliche Lenkung von Erzeugern in netzdienliche Gebiete durch regional differenzierte Baukostenzuschüsse ab. Für Offshore-Wind ist diese Zielsetzung strukturell nicht erreichbar. In einer Studie von [Neon Neue Energieökonomie](#) wurde klar gezeigt, dass Baukostenzuschüsse (und andere Formen der Erzeugerentgelte) für Offshore-Wind keine netzdienliche Standort- oder Anschlussentscheidung anreizen können. Standorte und die Netzananschlusskapazität, an denen Kapazitätspreise und Baukostenzuschüsse ansetzen, folgen unmittelbar aus der staatlichen Flächen- bzw. zentralen Netzplanung. Mit dem Flächenentwicklungsplan (FEP) ist bereits ein Prozess regulatorisch etabliert, mit dem der passende Netzanschluss(punkt) von Offshore-Windparks (OWPs) ermittelt wird. Zusätzlich erfolgt eine langfristige Einbettung in die Netzausbauplanung im Netzentwicklungsplan. Der Standort eines Offshore-Windparks wird ebenso wie der Zeitpunkt der Ausschreibung über den Flächenentwicklungsplan zentral vorgegeben. OWP-Entwickler sind entsprechend nicht frei in der Wahl des Standorts des Windparks. Sie können demnach dadurch nicht die Höhe der Kosten der Netzanbindung beeinflussen. Baukostenzuschüsse wären ein pauschaler Kostenfaktor, der die Stromgestehungskosten und damit die Förderhöhen gleichermaßen anhebt.

Baukostenzuschüsse erhöhen einseitig die Investitionskosten und damit die LCoE von Offshore-Windparks. Das führt bei Auktionen im CfD-System zu höheren Gebotswerten. Die daraus resultierenden Mehrkosten landen direkt im Bundeshaushalt (CfD-Zahlungen) und machen förderfreie Projekte weiter unwirtschaftlich. Das steht dem Ziel entgegen, Offshore-Wind als kosteneffiziente Säule der Dekarbonisierung zu nutzen.

Zusätzlich wären Baukostenzuschüsse neben der fehlenden Steuerungswirkung vor dem Hintergrund des aktuellen Offshore-Ausbauregimes eine nicht sachgerechte Belastung, da Offshore-Wind bereits über die zweite Gebotskomponente an den Netzausbaukosten beteiligt wird. Betreiber beteiligen sich bereits über die sog. „Stromkostensenkungskomponente“ an der Finanzierung der Netzkosten. Im § 23 Abs. 1 S. 1 und in § 59 WindSeeG („Stromkostensenkungskomponente“) ist geregelt, dass der erfolgreich bezuschlagte Bieter, eine Zahlung in Höhe von 90 Prozent des Gesamtbetrages als Stromkostensenkungskomponente an den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber zu zahlen hat. Nach § 59 WindSeeG verwendet der Übertragungsnetzbetreiber die Zahlung „zur Senkung der Höhe der Offshore-Netzumlage“. Es ist nicht zielführend, hier eine neue zusätzliche Kostenbeteiligungskomponente für einen ähnlichen Regelungstatbestand den Entwicklern aufzuerlegen.

Kontakt

Bundesverband der Windenergie Offshore e.V.
Spreeufer 5
10178 Berlin
info@bwo-offshorewind.de

Lobbyregister: R000252