

Stellungnahme

Szenariorahmenentwurf zum NEP-Strom 2040/2045 der ÜNB (2027)

Stand: 28.09.2026

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

Die ÜNB haben den Szenariorahmenentwurf zum Netzentwicklungsplan Strom 2040/2045 der Übertragungsnetzbetreiber (Version 2027) veröffentlicht und Ende Juni 2026 an die Bundesnetzagentur (BNetzA) übergeben. Der Entwurf enthält besonders relevante Annahmen für den weiteren Offshore Windausbau zu den Themen Überbauung sowie internationale Flächenkooperation.

In dieser Stellungnahme wird insbesondere Bezug genommen auf:

1. Offshore-Optimierung: Überbauung, internationale Kooperation und Steigerung der Übertragungsleistung der 2-GW-Offshore-Netzanbindungssysteme;
2. Berücksichtigung des Flächenentwicklungsplans und Verzögerungen bei Offshore-Netzanbindungssystemen;
3. Offshore-Elektrolyse;
4. Weiterbetrieb, Rückbau und Nachnutzung;
5. Kostentransparenz bei Offshore-Netzausbaukosten.

Der BWO äußert sich zudem zu den Fragen 24, 25 und 40 des Begleitdokumentes zur Konsultation.

Szenariopfade

Aus Sicht des BWO sollten die Szenarienfade das Potenzial grenzüberschreitender Offshore-Kooperation umfassender abbilden. Die von [Fraunhofer IWES \(2026\)](#) im Auftrag des BWO und des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. umgesetzte Studie weist ein Potenzial von 10 bis 20 GW für grenzüberschreitende radiale Anbindungen aus. Der BWO empfiehlt daher, in mindestens einem Szenariopfad einen deutlich höheren Beitrag international erschlossener Offshore-Leistung zu modellieren und diese Leistung auf die gesetzlichen Ausbauziele anzurechnen. Zugleich sollte transparent ausgewiesen werden, welche installierte Gesamtleistung erforderlich ist, um unter Berücksichtigung von Weiterbetrieb, Rückbau und Ersatzneubau im Jahr 2045 dauerhaft die gesetzlich festgelegten mindestens 70 GW abzubilden. Sofern hierfür im FEP eine Gesamtleistung von 73 bis 75 GW zugrunde gelegt wird, sollte diese Annahme auch im Szenariorahmen nachvollziehbar berücksichtigt werden.

1. Offshore-Optimierung

Der BWO fordert Optimierungsmaßnahmen von Offshore-Wind ganzheitlicher zu betrachten und den Schwerpunkt nicht einseitig auf Einzelmaßnahmen zu legen. Aus Sicht des BWO ist grundsätzlich zu begrüßen, dass im Szenariorahmen die Offshore-Leistung aus benachbarten AWZs als Optimierungspotenzial betrachtet und auf die gesetzlichen Ausbauziele angerechnet wird. Die Anpassung der durchschnittlichen Überbauungswerte auf durchschnittlich 10 Prozent gegenüber 15 Prozent im Netzentwicklungsplan Version 2025 ist eine Verbesserung, aber der einseitige Fokus auf diese Maßnahme nicht sachgerecht.

1.1 Überbauung

Aus Sicht des BWO sollte allerdings die im vorliegenden Zweitentwurf des NEP vor allem adressierte Überbauung (engl. Overplanting) bzw. die Spitzenkappung depriorisiert werden. Ziel des NEP sollte nicht eine reine Optimierung der Netznutzung und -kosten sein, sondern vor allem ein volkswirtschaftlich optimiertes Gesamtsystem.

Die Erschließung und radiale Anbindung von Flächen in Nachbarländern, eine Senkung der Leistungsdichte auf künftig auszuschreibenden Flächen auf unter 8 MW/km² sowie eine auf die Minimierung von Abschattungseffekten und die Maximierung der Volllaststunden ausgerichtete Ausbaureihenfolge sollten daher mindestens gleichberechtigt geprüft und umgesetzt werden, um die Volllaststunden der Offshore-Windparks zu erhöhen und die Netzanbindungen besser auszulasten.

Der Szenariorahmen sollte auch bei den Volllaststunden ein höheres Zielniveau zugrunde legen. Der BWO strebt insbesondere für die küstenfernen Flächen der Zonen 4 und 5 mehr als 4.000 Volllaststunden an. Dieses Ziel sollte durch geringere Leistungsdichten, eine ertragsoptimierte Ausbaureihenfolge und die stärkere Nutzung grenzüberschreitender Flächenkooperation im Szenariorahmen abgebildet werden.

Aus Sicht des BWO ist entscheidend, dass Optimierungspotenziale nicht einseitig zu Lasten der Entwickler und Betreiber von Offshore-Windparks gehoben werden. Die Überbauung führt beispielsweise zu deutlich höheren Investitionskosten, vor allem für zusätzliche Turbinen, Fundamente und Kabel. Turbinen machen etwa 50-60 Prozent der Investitionskosten eines Windparks aus. Der ohnehin bestehende Preisdruck für Entwickler wird dadurch weiter erhöht. Die einseitige Netzkostenoptimierung darf nicht der alleinige Fokus einer kosteneffizienten Ausbauplanung sein.

Im Zusammenspiel mit der laufenden Anpassung des Auktionsdesigns im EEG und WindSeeG und der Einführung zweiseitiger CfD ist davon auszugehen, dass sich diese zusätzlichen Kosten in höheren PPA- oder CfD-Preisen widerspiegeln würden. Auch diese Effekte und die daraus resultierenden höheren Stromerzeugungskosten müssen bei einer volkswirtschaftlichen Betrachtung miteinbezogen werden und resultieren in höheren Belastungen für den Bundeshaushalt.

Eine Studie von [Frontier Economics \(2026\)](#) hat gezeigt, dass auch zehn Prozent, wie im Szenariorahmen vorgesehen, für die meisten Flächen ein volkswirtschaftlich nicht optimaler und zu hoher Wert ist. Aus Sicht des BWO sollte es keine pauschalen vorgegebenen Werte für die Überbauung geben oder durch einen Durchschnittswert der Anschein erweckt werden, dass es einen näherungsweise volkswirtschaftlich optimalen Überbauungswert für alle Flächen gibt. Auch den Annahmen des Entwurfes zum Windenergie-auf-See-Gesetz widerspricht der BWO hier entsprechend. ([s. BWO-Stellungnahme zum Entwurf des WindSeeG, Kapitel 2.2](#)).

Für Offshore-Windflächen mit hoher Leistungsdichte sollte dabei generell auf eine Überbauung verzichtet werden. Der BWO empfiehlt, für zukünftig auszuschreibende Offshore-Flächen im WindSeeG eine Leistungsdichte von in der Regel höchstens 8 MW/km² festzulegen und diese Vorgabe im FEP und NEP für die noch nicht vergebenen Flächen umzusetzen. Ziel muss eine Flächenplanung sein, die nicht die maximal installierbare Nennleistung, sondern den tatsächlichen Energieertrag und die Kosteneffizienz des Gesamtsystems optimiert.

1.2 Internationale Kooperation

Frage 25: Der Entwurf des Szenariorahmens sieht vor, Energiemengen aus möglichen Hybridvorhaben und Anbindungen ausländischer Windparks, auch solchen zu denen es bisher weder einen Staatsvertrag noch eine Bestätigung im Netzentwicklungsplan gibt, auf die erneuerbaren Energiemengen

anzurechnen. Ist dies sachgerecht oder sollte die Anrechnung an einen bestimmten Projektstatus gekoppelt sein?

Der BWO unterstützt klar die Aufnahme der internationalen Flächenkooperation in den Netzentwicklungsplan. Der Einbezug der internationalen Flächenkooperation in die weitere Ausbau- und Netzplanung zur Erreichung des 70 GW Ausbauzieles in die Szenarien ist ein wichtiges Signal. Die internationalen Projekte müssen dabei als Beitrag zu den gesetzlichen deutschen Ausbauzielen verstanden werden.

Die von [Fraunhofer IWES \(2026\)](#) im Auftrag des BWO und des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. umgesetzte Studie hat die Vorteile einer international gedachten Flächennutzung bzw. die Integration von OWP-Leistung aus benachbarten AWZ durch grenzüberschreitende Anbindungen deutlich hervorgehoben. Der BWO begrüßt die Aufnahme von 4,4 GW grenzüberschreitender radialer Anbindungen. Das im Auftrag von BWO und BDEW untersuchte Potenzial von 10 bis 20 GW sollte in den NEP-Szenarien umfassender abgebildet werden. Die Studie wird auch im NEP-Szenariorahmen aufgegriffen. Das Potenzial sollte aber auch umfassender mit in den NEP einbezogen werden.

Auch die Entwürfe zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG; § 5) und WindSeeG (§ 4 und 5) greifen dieses Potenzial auf. Damit wird die vom BWO empfohlene gesetzliche Grundlage für die Einbeziehung entsprechender Projekte in die Fortschreibung des Flächenentwicklungsplanes und NEP grundsätzlich geschaffen. Es ist davon auszugehen, dass diese Punkte auch im parlamentarischen Verfahren Bestand haben werden. Aus diesem Grund ist es sachgerecht, die internationale Flächenkooperation frühzeitig bereits im NEP-Prozess zu berücksichtigen.

Der BWO begrüßt die vollständige Anrechnung grenzüberschreitender radialer Kooperationsprojekte mit ausschließlichem Netzanschluss nach Deutschland auf die deutschen Ausbauziele. Bei hybriden Projekten sollte die Anrechnung dem für Deutschland verfügbaren Anteil der Netzanschlusskapazität entsprechen. Die Anrechnung sollte an hinreichend belastbare Projekt- und Kooperationsgrundlagen geknüpft sein. Dazu zählen klare regulatorische Zuständigkeiten, ein gesicherter Netzanschlusspfad, Vereinbarungen zur Kostenteilung sowie investitionsfähige Zeitpläne mit belastbaren Netzanbindungsterminen.

Frage 40: *"Ist die allgemeine Bewertungsmethodik für Interkonnektoren auch für die hybriden Interkonnektoren angemessen?"*

Aus Sicht des BWO sollten grenzüberschreitende radiale Projekte in einer ersten Ausbaustufe gegenüber hybriden Projekten prioritär entwickelt werden. Sie sind regulatorisch und technisch einfacher umzusetzen, können schneller realisiert werden und ermöglichen bereits kurzfristig die Nutzung der erheblichen Ausbaupotenziale in benachbarten AWZ.

Die Bewertungsmethodik und Auswahl der Interkonnektoren im Szenariorahmen 2027 ist nicht ausreichend begründet und daher nicht nachvollziehbar. Insbesondere ist bei der Berücksichtigung der Interkonnektoren (Tabelle 27, S. 122) nicht nachvollziehbar, warum das Projekt P1265 Joint North Sea Energy Hub – Phase I nicht zumindest im Szenario C berücksichtigt worden ist. Diese Begründung sollte nachgeliefert werden.

1.3 Steigerung der Übertragungsleistung der 2-GW-Offshore-Netzanbindungssysteme

Im Entwurf zum NEP (Version 2025) wurde als weitere mögliche Offshore-Optimierungsmaßnahme die temporäre Steigerung der Übertragungsleistung der 2-GW-ONAS diskutiert. Dieser Bezug fehlt komplett im Szenariorahmenentwurf zum NEP-Version 2027.

Insbesondere wurde das sogenannte 2K-Kriterium als Hindernis für die temporäre Steigerung der Übertragungsleistung der 2-GW-ONAS genannt. Der Kabinettsbeschluss zum WindSeeG vom 2. September verweist jetzt zurecht erneut auf die Möglichkeit zur Steigerung der Übertragungsleistung der 2-GW-Offshore-Netzanbindungssysteme. Eine etwaige dauerhafte oder temporäre Steigerung der Übertragungsleistung erhöht potenziell die von einem Anbindungssystem transportierbare Strommenge, steigert dessen Effizienz und trägt dadurch zu einer Kostensenkung des Offshore-Ausbaus bei. Da eine höhere Übertragungsleistung mit einer zusätzlichen Erwärmung der Kabel einhergeht, soll das 2-K-Kriterium im WindSeeG gestrichen werden, um diese Steigerung grundsätzlich zu ermöglichen. Die Begründung für einen Verzicht auf die temporäre Steigerung der Übertragungsleistung könnte mit der bevorstehenden WindSeeG Beschlussfassung also entfallen. Der NEP-Szenariorahmen sollte diese Optimierungsoption deshalb berücksichtigen und ihre technischen und volkswirtschaftlichen Potenziale untersuchen.

2. Berücksichtigung des Flächenentwicklungsplans

Bis zum 20. Juli hat das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) einen Entwurf zur 2. Änderung des Flächenentwicklungsplans 2025 (FEP) konsultiert. Die 2. Änderung des FEP 2025 soll laut BSH möglichst noch im 3. Quartal 2026 abgeschlossen werden. Sollte die 2. Änderung entsprechend vorliegen, sollte das die Basis für den Erstentwurf zum neuen NEP-Strom 2027 bilden.

Die Szenarien des NEP sollten künftig auch die zunehmende Relevanz von Verzögerungen bei Offshore-Netzanbindungssystemen berücksichtigen. Die Realisierbarkeit von Offshore-Ausbauzielen hängt nicht allein von Flächenverfügbarkeit und Ausbaupfaden ab, sondern maßgeblich von der fristgerechten Bereitstellung der Netzinfrastuktur. Netzanschlussstermine müssen daher frühzeitig belastbar und planungssicher sein. Gleichzeitig sollten Sensitivitäten für Verzögerungen von Offshore-Netzanbindungssystemen betrachtet werden, da diese erhebliche Auswirkungen auf Investitionsentscheidungen, Ausbaugeschwindigkeit und Systemkosten haben können.

3. Offshore-Elektrolyse

Der BWO unterstützt die Weiterentwicklung der Offshore-Elektrolyse und von Sektorenkopplungskonzepten. Der Szenariorahmen sollte deshalb die Möglichkeit netzgekoppelter Elektrolyse und hybrider Konzepte insbesondere in den küstenfernen Zonen berücksichtigen. Für Zone 4 sollte die Netzplanung ausreichend Flexibilität erhalten, damit potenziell für Sektorenkopplung erforderliche Netzanbindungskapazitäten nicht vollständig gebunden werden, bevor belastbare Erkenntnisse aus einem Pilotprojekt vorliegen. Der BWO empfiehlt, im NEP mindestens eine entsprechende Sensitivität abzubilden und die Wechselwirkungen zwischen Stromnetzanbindung, Wasserstoffproduktion und erforderlicher Infrastruktur zu untersuchen.

4. Weiterbetrieb, Rückbau und Nachnutzung

Frage 24: Ist die Annahme zur Betriebsdauer (der Bestandsanlagen) von 25 Jahren in Szenario A, bzw. 30 Jahren in den Szenarien B und C sachgerecht?

Nein, im NEP-Szenariorahmen sollte in den Szenarien A, B und C eine sachgerechtere Betriebsdauer von 35 Jahren angenommen werden.

Der BWO begrüßt zwar, dass die ÜNB die Unsicherheiten zur tatsächlichen Lebensdauer von OWP und ONAS transparent adressieren und Rückbau sowie eine spätere Nachnutzung der Flächen im Szenariorahmen berücksichtigen. Gleichzeitig bleibt die Annahme von lediglich 25 Jahren in Szenariopfad A und 30 Jahren in den Pfaden B und C hinter den technisch möglichen Laufzeiten von 35 Jahren zurück. Insbesondere für Bestandsparks bis 2045 werden mögliche Laufzeitverlängerungen nicht systematisch abgebildet; die Anlagen erscheinen primär als Rückbauvolumen.

Der BWO begrüßt ausdrücklich, dass der Kabinettsbeschluss zum WindSeeG hingegen diese technische Realität anerkennt und die reguläre Laufzeit neuer Offshore-Windparks von bislang 25 auf grundsätzlich 35 Jahre verlängert. Zusätzlich gibt es die Option auf eine Verlängerung um weitere fünf Jahre. Eine längere Nutzung bestehender Offshore-Windparks und ihrer Netzanbindungen kann Investitions- und Netzkosten über einen längeren Zeitraum verteilen, zusätzliche Errichtungs- und Rückbauzyklen vermeiden, die Lieferkette entlasten und zusätzliche Eingriffe in die Meeresumwelt reduzieren. Entsprechend sollte auch im NEP-Szenariorahmen in den Szenarien A, B und C eine sachgerechtere Betriebsdauer von 35 Jahren angenommen werden.

Eine reguläre Laufzeit von 35 Jahren trägt der technischen Entwicklung moderner Offshore-Windenergieanlagen besser Rechnung. Sie schafft die Voraussetzung dafür, technisch weiterhin nutzbare Anlagen nicht allein aufgrund einer regulatorisch vorgegebenen kürzeren Laufzeit außer Betrieb nehmen zu müssen. Die längere Nutzung wirkt zudem auf mehreren Ebenen kostensenkend. Die erheblichen Investitionskosten eines Offshore-Windparks und der zugehörigen Netzanbindung können über einen längeren Zeitraum und eine größere erzeugte Strommenge verteilt werden. Gleichzeitig werden zusätzliche Produktions-, Installations- und Rückbauzyklen vermieden beziehungsweise zeitlich entzerrt. Dies entlastet insbesondere die ohnehin stark beanspruchten Kapazitäten bei Herstellern, Häfen, Installations- und Rückbauschiffen.

Auch aus Umweltgesichtspunkten ist ein technisch verantwortbarer längerer Betrieb sinnvoll: Jeder zusätzliche Errichtungs- und Rückbauzyklus ist mit Schiffsbewegungen, Arbeiten am Meeresboden und weiteren Eingriffen verbunden. Eine längere Nutzung bestehender Infrastruktur kann diese Belastungen reduzieren. Die Gesetzesbegründung des WindSeeG greift diese wirtschaftliche Logik ausdrücklich auf, indem sie die 35-jährige Laufzeit mit technisch-wirtschaftlich optimalen Investitionen und einer Verbesserung der Projektwirtschaftlichkeit begründet.

5. Notwendigkeit zur Schaffung von mehr Kostentransparenz

Im NEP sollte zudem eine höhere Kostentransparenz für die Netzausbaukosten geschaffen werden. Für die Bewertung und bessere Steuerung der Netzausbaukosten im Offshore Wind-Bereich sollten einheitliche, transparente und verbindliche Standardkostenansätze für alle wesentlichen Netzkosten festgelegt werden, u.a. für Konverterstationen, Seekabel und Landkabel. Diese standardisierten Kostenparameter sollten konsequent als Benchmark für die Ermittlung und Abrechnung der Offshore-Netzumlage (ONU) herangezogen werden, um mögliche überhöhte oder ineffiziente Kostenansätze zu reduzieren. Kostentransparenz und Druck dürfen nicht einseitig zu Lasten von Entwicklern gedacht werden.

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

Lobbyregister: R000252