

Stellungnahme zum

2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045

Stand: 19.08.2026

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, dass die Bundesnetzagentur den zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) zum Ausbau des Stromnetzes für die Jahre 2037 und 2045 sowie ihre vorläufigen Prüfungsergebnisse zur Konsultation stellt. Der BWO beteiligt sich an dieser Konsultation mit einer Stellungnahme.

Diese Stellungnahme baut dabei auf der BWO-Stellungnahme zum ersten Entwurf des NEP vom Januar 2026 auf und vertieft sie: [Stellungnahme zum 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045 \(Version 2025\)](#).

In dieser Stellungnahme adressiert der BWO besonders:

1. die von den ÜNBs geforderten Überbauungsvorgaben;
2. längere Laufzeiten für Offshore-Windparks und Netzanbindungssysteme;
3. grenzüberschreitende Offshore-Wind-Kooperationsprojekte;
4. die Notwendigkeit von klarer Verbindlichkeit für Netzanchlussstermine und mehr Kostentransparenz.

1. Optimierungsmaßnahmen ganzheitlich betrachten

Der BWO fordert, Optimierungsmaßnahmen von Offshore-Wind ganzheitlicher zu betrachten und den Schwerpunkt nicht einseitig auf Einzelmaßnahmen zu legen. Zentrales Anliegen ist es, die Volllaststunden auf Offshore-Wind-Flächen zu erhöhen. Mehr Volllaststunden lasten die Anlagen und die Anbindung besser aus, verbessern die finanziellen Erträge und führen zu besser finanzierbaren Projekten und geringerem Risikoabsicherungsbedarf. Zentrale Maßnahmen dafür sind dabei u. a.:

- die Senkung der Leistungsdichte auf zukünftig auszuschreibenden Flächen auf unter 8 MW/km²;
- eine auf Minimierung von Abschattungseffekten und Maximierung von Volllaststunden ausgerichtete Ausbaureihenfolge;
- sowie die Möglichkeit der Erschließung und radialen Anbindung von Flächen in Nachbarländern wie Dänemark (s. auch Kapitel 3 dieser Stellungnahme).

Aus Sicht des BWO sollte daher 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 anderen oben genannten Maßnahmen zur Erhöhung der Volllaststunden der Offshore-Windparks und höheren Auslastung der Netzanbindungen sollten daher mindestens gleichberechtigt diskutiert, evaluiert und prioritär implementiert werden.

Der NEP 2025-2037/2045 bildet zum ersten Mal eine Offshore-Optimierung der ÜNB ab. Dabei haben die ÜNB einen vom [BWO bereits kritisierten](#) durchschnittlichen Überbauungsgrad von 15 Prozent in der Modellierung angenommen. Die BNetzA verweist im Prüfbericht zum NEP bereits darauf, dass: „Auf Basis aktueller Studien scheint der volkswirtschaftlich ideale Grad der Überbauung jedoch eher bei 10 Prozent zu liegen.“ Zudem würde: „Der genaue Wert [...] in der Fortschreibung des FEP durch das [BSH] individuell auf den einzelnen Flächen festgelegt.“ Der BWO nimmt auch die Aussage zur Kenntnis, dass

„Diese Abweichung kann in der Prüfung des aktuellen NEP nicht mehr abgebildet werden, da die zugrundeliegenden Marktmodelle bereits fertiggestellt wurden. Insoweit findet die entsprechende Fortschreibung des FEP jedoch Eingang in den kommenden NEP-Prozess.“

Es ist grundsätzlich zu begrüßen, dass die BNetzA die Überbauungswerte korrekterweise als zu hoch einordnet und aktuelle Studien sowie die erste Stellungnahme des BWO hier aufgegriffen werden. Gleichzeitig hat eine Studie von [Frontier Economics \(2026\)](#) gezeigt, dass auch zehn Prozent 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.

Die Studie von Frontier Economics hat gezeigt, dass die volkswirtschaftlich optimale Überbauung, je nach Gebiet und Szenario, zwischen fünf und zehn Prozent liegt. Die damit einhergehende Abregelung des erzeugten Stroms beträgt drei bis vier Prozent. Im Flächenentwicklungsplan 2025 wird für einzelne Flächen bisher ein pauschaler Wert von 20 Prozent verpflichtender Überbauung angesetzt. Die Studie zeigt, dass solche Werte zu deutlichen volkswirtschaftlichen Mehrkosten führen würde. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht liegt das Optimum hingegen niedriger, bei etwa zweieinhalb bis fünf Prozent. Der volkswirtschaftlich optimale Wert übersteigt somit das wirtschaftliche Optimum der Entwicklern. Sollten verpflichtende Überbauungsvorgaben im nächsten FEP festgelegt werden, müssten diese flächenspezifisch und volkswirtschaftlich optimiert sein.

Überbauung sollte als standort- und kostenbasierte Optimierungsgröße verstanden und rechtlich so verankert werden, dass für jedes Gebiet auf Basis von Erzeugungsprofil, Volllaststunden, Distanz zur Küste und Kosten der Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) spezifische Zielkorridore festgelegt und regelmäßig im Rahmen von NEP und FEP aktualisiert werden. Wo volkswirtschaftlich höhere Überbauung sinnvoll ist als betriebswirtschaftlich, sind zudem angemessene Kompensationsmechanismen für OWP-Betreiber (z. B. über CfD-Ausgestaltung, Zuschläge oder Netzentgeltregulierung) notwendig, um Investitionssicherheit zu gewährleisten und die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie zu stärken.

Keine einseitigen Optimierungen

Aus Sicht des BWO ist entscheidend, dass Optimierungspotenziale nicht einseitig zu Lasten der Entwickler und Betreiber von Offshore-Windparks gehoben werden. Die Überbauung führt 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.

Der BWO spricht sich dafür aus, regulatorische Anreize als Alternative zu regulatorischen Vorgaben für die Spitzenkappung zu prüfen. Ziel muss sein, sowohl betriebswirtschaftliche als auch volkswirtschaftliche Optima zu berücksichtigen. Entwickler agieren bereits heute im Rahmen des betriebswirtschaftlich Sinnvollen und Möglichen. Das Maß der flächenspezifischen optimalen Überbauung sollte ihnen überlassen bleiben. Diese Flexibilität muss erhalten bleiben. Starre Überbauungsvorhaben würden ein weiteres Investitionshemmnis für Offshore-Windenergie darstellen und Projektrisiken weiter steigen lassen.

Im Zusammenspiel mit einer Anpassung des Auktionsdesigns 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 resultierende erhöhte Stromerzeugungskosten müssen bei einer volkswirtschaftlichen Betrachtung miteinbezogen werden und resultieren in höheren Belastungen für den Bundeshaushalt.

Weitere Einordnung zu inkorrekten Annahmen zur Überbauung

Aus Sicht des BWO sind zudem einige weitere der im NEP-Entwurf dargelegten Punkte zur Maßnahme Überbauung verzerrt wiedergegeben und in der Regel nicht mit Quellen belegt:

- Entgegen der Aussage auf S. 132 befinden sich OWP nicht nur „wenige Stunden“ im Jahr in der Volleinspeisung und operieren überwiegend im Teillastbereich. Rund 2.000 Stunden (s. [NEP-Begleitdokument von Fraunhofer IWES](#), S. 25) und damit nahezu ein Viertel des Jahres stehen dem aus Sicht des BWO klar entgegen. Moderne Turbinen erreichen bereits bei ca. 12 m/s Windgeschwindigkeit ihre volle Leistung. Derartige Windgeschwindigkeiten kommen regelmäßig auf See vor. Das zeigt ebenfalls die Grafik des [NEP-Begleitdokument von Fraunhofer IWES](#) (S. 25). Die Grafik (Abbildung 55) im NEP-Erstentwurf auf S. 133 zeigt hingegen ein nicht zutreffendes Bild mit einer deutlichen Unterschätzung der abgeregelten Energiemenge.
- Als Ziel für die Überbauung wird im Entwurf festgehalten, „dass [...] die zusätzlich in das Übertragungsnetz integrierte Energiemenge des OWP größer ist als die Energiemenge, die aufgrund der geringer dimensionierten Übertragungsleistung des ONAS abgeregelt werden muss.“ Diese Zielsetzung muss wiederum den Ergebnissen von Fraunhofer IWES entgegengestellt werden, die zum Schluss kommen, dass bereits bei 15 Prozent bzw. 20 Prozent Überbauung rund 40 Prozent bzw. 50 Prozent der zusätzlich erzeugten Energie abgeregelt werden müssen und die obige Zielerreichung der Maßnahme damit eindeutig infrage stellen (siehe z.B. S.10 der [Adhoc-Modellierung des Fraunhofer IWES zum FEP 2025](#)).
- Die im NEP-Entwurf getroffene Aussage, dass in (dann gekappten) Volllastphasen nur niedrige Marktpreise zu erzielen sind, ist nicht durch Daten und Untersuchungen belegt. Offshore-Windparks (OWP) erreichen ihre höchsten Einspeisevolumina rund um die Wintermonate. In diesem Zeitraum liegen häufig auch der Strompreis bzw. Marktwert für Wind auf See deutlich höher als im Sommer. Die Studie von Frontier Economics (2026) hat gezeigt, dass spitzengekappte Strommengen mehr wert sind als im NEP-Entwurf in den Raum gestellt. Der Marktwert der Stunden ist zwar teils unter durchschnittlichen Marktwerten, aber die Differenz gering.

Fokus auf die Beseitigung landseitiger Netzengpässe

Die angenommenen Vorteile von stärker ausgelasteten ONAS werden zudem möglicherweise nicht in dem gewünschten Ausmaß realisiert, solange landseitige Netzengpässe bestehen. Viele Offshore-Windparks müssen derzeit aufgrund von Redispatch abgeregelt werden, da der Netzausbau an Land zwar beschleunigt, aber noch immer hinter den gesetzlichen Zielmarken zurückbleibt.

Der BWO empfiehlt daher, den Fokus auf die Beseitigung landseitiger Netzengpässe zu legen, um die Netzkosten zu reduzieren und das volle Potenzial der Offshore-Anbindungssysteme nutzen zu können. Darüber hinaus sollten die Einspareffekte durch ONAS-Optimierung nicht überschätzt werden, solange die landseitige Infrastruktur nicht entsprechend angepasst wird.

Verlässlichkeit der Netzanschlussbereitstellung

Ebenso sollten die Auswirkungen von Netzanschlussverzögerungen auf die Realisierung von Offshore-Windprojekten stärker berücksichtigt werden. Die Diskussion über eine effizientere Auslastung von

Netzanbindungssystemen darf nicht losgelöst von der Verlässlichkeit der Netzananschlussbereitstellung geführt werden. Wiederholte Verzögerungen bei Offshore-Netzanbindungen erhöhen die Projektkosten, erschweren Investitionsentscheidungen und gefährden die fristgerechte Erreichung der Ausbauziele. Optimierungsmaßnahmen sollten daher sowohl die Auslastung als auch die Verfügbarkeit und Verbindlichkeit der Netzanbindung adressieren. (s. auch Kapitel 4 dieser Stellungnahme)

2. Längere Laufzeiten für Offshore-Windparks und Netzanbindungssysteme

Bisher sind für Offshore-Windparks und -Netzanbindungssysteme Laufzeiten von 25 Jahren vorgesehen. Allerdings zeigen der Fortschritt der Technik, die gestiegenen Erfahrungswerte und neue Studien, dass sowohl für bestehende Anlagen (je nach Einzelfallprüfung) als auch für neue Anlagen Betriebszeiten von mehr als 35 Jahren technisch möglich sowie volkswirtschaftlich und ökologisch sinnvoll sein können. Es ist begrüßenswert, dass der Entwurf zum Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) 2026 die Forderung des BWO aufgreift und die Verlängerung der Regellaufzeit auf 35 Jahre vorsieht. Das sollte auch als entsprechende Annahme im nächsten NEP berücksichtigt werden.

Neue Offshore-Windparks sind heute technisch in der Lage, deutlich über die bisher standardmäßig angesetzten 25 Jahre hinaus betrieben zu werden und die Typenzertifikate werden bereits für längere Lebensdauern ausgestellt. Zudem zeigen internationale Beispiele, dass längere Betriebszeiträume regulatorisch möglich und wirtschaftlich vorteilhaft sind: In den Niederlanden wird z.B. bereits mit einer Laufzeit von 35 Jahren geplant, im Vereinigten Königreich sogar mit bis zu 50 Jahren.

3. Grenzüberschreitende Offshore-Wind-Kooperationsprojekte im NEP berücksichtigen

Der BWO sieht die Erweiterung von § 5 und § 88a des EEG-Entwurfes 2027 als eine wichtige Grundlage für die weitere und langfristige Umsetzung von Kooperationsprojekten, speziell im Kontext der Offshore-Windenergie. Das 70-GW Ausbauziel wird dadurch nicht in Frage gestellt. Es liefert ein wichtiges Investitionssignal für die gesamte Wertschöpfungskette in Deutschland. Der BWO begrüßt, dass Kooperationsprojekte anteilig auf die bestehenden deutschen Ausbauziele nach dem WindSeeG angerechnet werden sollen, wie in § 5 Abs. 5 EEG-Entwurf 2027 vorgesehen. Grenzüberschreitende radiale Kooperationsprojekte mit entsprechend ausschließlichem Anschluss an das deutsche Stromnetz sind, neben Hybridprojekten, ein entscheidender Hebel für die Steigerung der Erträge und Optimierung von Systemkosten im Offshore-Windbereich.

Damit wird wie im vorliegenden Entwurf zum NEP dargelegt, die notwendige gesetzliche Grundlage geschaffen, um diese Projekte im folgenden NEP aufzugreifen. Der bereits veröffentlichte Szenariorahmenentwurf zum NEP-Strom 2040/2045 der Übertragungsnetzbetreiber geht grundsätzlich in die richtige Richtung (Version 2027). Der BWO wird sich hierzu im Detail in der zu erwartenden Konsultation äußern.

Systemische Vorteile der internationalen Kooperation

Eine Studie des [Fraunhofer IWES \(2026\)](#) zeigt, dass durch die Reduktion der Leistungsdichte auf durchschnittlich 6–8 MW/km² in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) und grenzüberschreitender radialer Anbindung von dänischen und schwedischen Flächen aus der Nord- und Ostsee von bis zu 20 GW, mit Anrechnung auf die deutschen Ausbauziele von 70 GW, die Erträge des Offshore-Windausbaus um bis zu 13 Prozent gesteigert werden können. Die Gesamtkosten können gleichzeitig

um bis zu 11 Prozent gesenkt werden. Die Kooperation mit weiteren Ländern sollte dabei kontinuierlich geprüft werden.

Auch die Leistungsdichte in MW/km² sollte für zukünftig auszuschreibende Flächen auf ein sinnvolles Maß regulatorisch begrenzt werden, um die Abschattungseffekte möglichst gering zu halten und die Volllaststunden sowie Kosteneffizienz zu steigern. Der BWO fordert, die Leistungsdichte für den weiteren Offshore-Wind-Ausbau in der deutschen AWZ auf in der Regel nicht mehr als 8 MW/km² im Wind-SeeG festzulegen und dies entsprechend im FEP für noch nicht vergebene Flächen umzusetzen und im NEP zu beachten, um in allen Flächen in Zone 4 und 5 mehr als 4.000 Volllaststunden zu erzielen. Durch die zunehmende Distanz zur Küste und die damit verbundenen steigenden Netzanbindungskosten in Zone 4 und 5 ist die Erreichung von mindestens 4.000 Volllaststunden auf dortigen Flächen aus Kosteneffizienzgründen besonders wichtig.

Die Nutzung von Flächenpotenzialen von bis zu 20 GW außerhalb der deutschen AWZ bringt dabei auch Vorteile für den nationalen Ausbau, wenn die Leistungsdichte auch in der deutschen AWZ reduziert wird sowie durch geringere entstehende Abschattungseffekte. Damit wird auch auf ein weiteres Ziel des Koalitionsvertrages eingezahlt. Es handelt sich um eine zentrale Optimierungsmaßnahme für den kosteneffizienten Offshore-Windausbau. Der BWO begrüßt, dass die Entwürfe zum Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem WindSeeG diese Vorteile aufgreifen und die Grundlage für die Anrechenbarkeit auf die deutschen Ausbauziele schaffen. Entsprechend sollten diese Punkte in der Fortschreibung des Flächenentwicklungsplanes aufgenommen werden sowie in der weiteren Gestaltung des NEP berücksichtigt werden.

4. Notwendigkeit von klarer Verbindlichkeit für Netzanschlussstermine und mehr Kostentransparenz

Kostentransparenz schaffen

Im Netzentwicklungsplan 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 Netzkomponenten 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.

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 Bestandsparcs 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. Es braucht daher eine klare Verbindlichkeit der Annahmen aus dem Flächenentwicklungsplan sowie den daraus abgeleiteten Aspekten für den NEP.

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. Das stellt eine Gefahr für die Wirtschaftlichkeit und Realisierbarkeit von Projekten dar.

Empirisch zeigt sich, wie gravierend diese Risikoverschiebung ist: Eine Studie von [NERA Economic Consulting](#) weist darauf hin, dass Bieter mit Veränderungen 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 Energiewirtschaftsgesetz (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-Ausbaupfad realistisch, finanzierbar und industriepolitisch tragfähig zu halten.

Kontakt

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

Lobbyregister: R000252