

Stellungnahme zum

1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045 (Version 2025)

14.01.2026

Summary

In dieser Stellungnahme zur Konsultation des ersten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2037/2045 (2025) adressiert der Bundesverband Windenergie Offshore (BWO) vor allem die Optimierungsmaßnahmen aus dem Kapitel „5.2 Offshore-Optimierung“. Der BWO begrüßt grundsätzlich die Diskussion und Anwendung von Offshore Optimierungsmaßnahmen. Diese Punkte wurden auch ausführlich in der [BWO-Stellungnahme zur „Windenergie auf See-Gesetz“-Konsultation 2025](#) ausgeführt. Aus Sicht des BWO wird im Netzentwicklungsplan-Entwurf allerdings eine falsche und teils zu einseitige Schwerpunktsetzung der Optimierungsmaßnahmen vorgenommen.

Offshore-Optimierungsmaßnahmen ganzheitlicher denken

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 10 MW/km²;
- eine auf Minimierung von Abschattungseffekten und Maximierung von Volllaststunden ausgerichtete Anpassung der Ausbaureihenfolge;
- sowie die Möglichkeit der Erschließung und radialen Anbindung von Flächen in Nachbarländern wie Dänemark, wie es auch der aktuelle Koalitionsvertrag vorsieht.

Aus Sicht des BWO muss daher der im vorliegenden Erstentwurf des NEP vor allem adressierten Überbauung (engl. Overplanting), bzw. der Spitzenkappung entgegengestellt werden, dass dies nur eine von vielen Maßnahmen zur Optimierung ist. Die anderen oben genannten Maßnahmen zur Erhöhung von Volllaststunden sollten gleichberechtigt diskutiert, evaluiert und bei Eignung implementiert werden. Zudem gilt: Je höher die Volllaststunden auf einer Fläche sind, desto geringer würde ein mögliches volkswirtschaftlich optimales Overplanting ausfallen.

Um die Auswirkungen dieser Maßnahmen aufzuzeigen und auf eine fundierte wissenschaftliche Grundlage zu stellen, geben der BWO und BDEW (gemeinsam mit Betreibern, Entwicklern und den drei für Offshore Wind zuständigen Übertragungsnetzbetreibern) zwei zusammenhängende Studien beim Fraunhofer IWES und Frontier Economics in Auftrag. In diesen sollen die Offshore-Optimierungsmaßnahmen Reduktion der Bebauungsdichte, grenzüberschreitende radiale Flächenkooperation mit Dänemark und flächenspezifische Überbauung/Spitzenkappung aus betriebs- und volkswirtschaftlicher Sicht umfassend untersucht werden. Ziel dabei ist es, Ergebnisse bis Ende Januar/Februar 2026 vorliegen zu haben und diese in die Prozesse zur WindSeeG-, FEP- und NEP-Weiterentwicklung einbringen zu können. Ohne diese wissenschaftlichen Grundlagen sollten keine Annahmen und Entscheidungen zu volkswirtschaftlichen Optima getroffen werden.

Der Einschätzung der ÜNB aus dem NEP Erstentwurf, dass ein durchschnittlicher Überbauungsgrad von 15,4 % angemessen ist, widerspricht der BWO daher klar.

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 (s. [BWO-Stellungnahme zur WindSeeG Konsultation 2025](#)) ist davon auszugehen, dass sich diese zusätzlichen Kosten in höheren PPA- oder CfD-Preisen widerspiegeln würden. Auch diese Effekte, und daraus resultierende erhöhte Stromerzeugungskosten, müssen bei einer volkswirtschaftlichen Betrachtung miteinbezogen werden.

Sollte sich aus der oben genannten BWO-BDEW Studie ergeben, dass volkswirtschaftlich höhere Überbauungswerte die betriebswirtschaftlichen Optima übersteigen, muss die darüberhinausgehende Überbauung zwingend kompensiert werden.

Weitere Einordnung von Annahmen zur Überbauung

Aus Sicht des BWO sind zudem einige weitere der im NEP-Entwurf dargelegten Punkte zur Maßnahme Überbauung nicht präzise wiedergegeben und belegt:

- Entgegen der Aussage auf S. 124 befinden sich OWP nicht nur „wenige Stunden“ im Jahr in der Volleinspeisung und operieren überwiegend im Teillastbereich. Ca. 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. 125 zeigt hingegen ein nicht zutreffendes Bild, mit einer deutlichen Unterschätzung der abgeregelten Energiemenge.

- Der BWO teilt zudem nicht die Formulierung, dass „[d]as Ziel der Überbauung ist, 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 Formulierung legt nahe, dass dieses Ziel erreichbar sei. Diese Zielsetzung muss wiederum den Ergebnissen von Fraunhofer IWES entgegengestellt werden, die zum Schluss kommen, dass bereits bei 15% bzw. 20% Überbauung rund 40% bzw. 50% der zusätzlich erzeugten Energie abgeregelt werden müssen und die obige Zielerreichung damit eindeutig in Frage 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. Bislang liegen aber noch keine belastbaren Berechnungen für einzelne Flächen vor, wie sich Ertragsausfälle und Mehrerträge hinsichtlich der Strommengen in der Bilanz darstellen. Zudem liegen auch keine Berechnungen hinsichtlich der monetären Auswirkungen vor, die robuste Annahmen über den Wert des Stroms zu bestimmten Erzeugungszeiten treffen.

Fokus auf die Beseitigung landseitiger Netzeengpässe

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

Der BWO empfiehlt daher, den Fokus auf die Beseitigung landseitiger Netzeengpässe 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.

Radiale Anbindung von OWP in Nachbarstaaten

Einige der diskutierten NEP-Szenarien [vor allem Szenario A] kommen zu einer niedrigeren installierten Leistung als es das gesetzliche Ausbauziel von 70 GW für 2045 in der deutschen AWZ vorsieht. Der BWO bekennt sich zum gesetzlichen 70 GW Ziel. Offshore-Windparks in dänischer oder niederländischer AWZ, die unmittelbar ans deutsche Netz angeschlossen werden, könnten aber aus Sicht des BWO auf das nationale Ausbauziel angerechnet werden. Durch diese radiale Anbindung und Bilanzierung von OWP in den Gewässern der deutschen Anrainerstaaten könnten besonders ertragreiche Flächen mit hohen Volllaststunden erschlossen werden.

Teil der oben genannten Studien von BDEW und BWO wird eine Analyse von Fraunhofer IWES sein, die quantifiziert, welche Effekte eine grenzüberschreitende radiale Kooperation im Vergleich zu einem Ausbau von 70 GW rein in der deutschen AWZ hinsichtlich der volkswirtschaftlichen Kosteneffizienz (inkl. Netzausbaukosten), der Abschattungseffekte und des Energieertrags hat.

Neben der bereits vorgesehenen Flächenkoordination und der Entwicklung hybrider Interkonnektoren sollte die Bundesregierung daher ihre Gespräche mit Dänemark und den Niederlanden vertiefen, um radiale, grenzüberschreitende Netzanbindungen von dortigen Offshore-Flächen direkt an das deutsche Stromnetz zu prüfen. Die Kooperation verringert Abschattungseffekte im gesamten Nord- und Ostseeraum und maximiert die Erträge.

Optimierungsmaßnahmen für zukünftige Flächen

Der NEP-Erstentwurf bezieht sich nur auf Optimierungsmaßnahmen für Zone 4 und Zone 5. Aus Sicht des BWO ist es aber wichtig darauf hinzuweisen, dass Optimierungsmaßnahmen, wie die Reduktion der Leistungsdichte auf unter 10 MW/km², für alle zukünftig noch auszuschreibenden Flächen auch in Zone 3 im Rahmen der FEP-Weiterentwicklung geprüft werden sollten.

Offshore-Elektrolyse

Offshore-Elektrolyse sollte jetzt real erprobt und mit klaren Zielen weiterentwickelt werden. Sollten Tests der Technologie durch SEN-1 erfolgreich sein, könnten in Zone 4 langfristig größere Projekte realisiert werden. Offshore-Elektrolyse darf aber nicht den Fokus von den aufgeführten zentralen Optimierungsmaßnahmen ablenken, wie sie der BWO in den vorherigen Antworten fordert und ausführt. Offshore Wasserstoff kann Teil der langfristigen Lösung sein, kurzfristig müssen aber andere Optimierungsmaßnahmen priorisiert werden.

Gelingt der Nachweis von Reife und Nutzen, kann die Technologie insbesondere in küstenfernen Zonen möglicherweise zu geringeren Gesamtkosten, verlässlicher grüner H₂-Versorgung der Industrie, geringerer Importabhängigkeit und damit zur Erreichung der Klimaziele 2045 beitragen. Solche Projekte könnten dann auch Auswirkungen auf die zukünftige Offshore-Netzentwicklung haben. Entsprechende potenzielle Flexibilitätäten sollten im Zusammenspiel mit dem Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff in der Planung langfristig mitgedacht werden.

Kontakt

Bundesverband der Windenergie Offshore e.V.
Spreeufer 5
10178 Berlin

info@bwo-offshorewind.de

Lobbyregister: R000252