

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 14.08.2026 | Page 1 of 18

GEMEINSAME STELLUNGNAHME DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER ZUM ENTWURF EINES GESETZES ZUR OPTIMIERUNG UND ABSICHERUNG DES AUSBAUS DER WINDENERGIE AUF SEE („WINDSEEG-NOVELLE 2026“) DES BUNDESMINISTERIUMS FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE VOM 10.08.2026

Diese Stellungnahme wurde inhaltlich gemeinsam von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) mit Regelzonenverantwortung (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH) erarbeitet und abgestimmt. Sie wird von den drei Offshore-ÜNB (auch im Namen der TransnetBW GmbH) mit identischem Inhalt über die Online-Maske des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE) eingereicht. Die Einreichung erfolgt jeweils unter der jeweiligen Lobbyregisternummer.

Die ÜNB bedanken sich für die Möglichkeit, Stellung zum Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie zum Entwurf eines Gesetzes zur Optimierung und Absicherung des Ausbaus der Windenergie auf See zu beziehen.

Aufgrund der kurzen Frist im Rahmen der Länder- und Verbändeanhörung handelt es sich um eine erste Bewertung der wesentlichen vorgesehenen Anpassungen. Die ÜNB behalten sich daher vor, im weiteren Gesetzgebungsverfahren zusätzliche Anmerkungen und weitergehende Hinweise einzubringen.

Allgemeine Bewertung des Entwurfs

Aus Sicht der ÜNB enthält der Referentenentwurf zahlreiche konkrete Anpassungen, welche auf das Ziel eines planbaren, effizienten und zukunftsfähigen Offshore-Ausbaus einzahlen. Gleichzeitig weisen die ÜNB in ihrer Stellungnahme auf Anpassungsbedarfe hin. Diese betreffen insbesondere Anpassungsvorschläge im Zuge des beabsichtigten neuen Ausschreibungsdesigns für Offshore-Windparkentwickler sowie einer verlängerten Nutzungsdauer von Offshore-Windparks.

Einführung eines zweiseitigen Differenzvertrages

Mit der Einführung eines zweiseitigen Differenzvertrages (CfD) geht die Bundesregierung auch im Bereich der Offshore-Windenergie einen wichtigen Schritt nach vorn. Dies stellt das De-Risking bei der Vergabe von Offshore-Wind-Flächen klar in den Fokus und verbessert damit die Chance auf nachhaltige Projekte. Mit Blick auf das Gebotsverfahren wären aus Sicht der ÜNB ergänzende Anpassung zur Optimierung zweckmäßig. So setzt der Entwurf des WindSeeG nach wie vor auf ein dynamisches Gebotsverfahren. Dies fördert ein spekulatives Gebotsverhalten und ist in der Abwicklung für die Bundesnetzagentur

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 14.08.2026 14.08.2026 | Page 2 of 18

(BNetzA) sehr aufwendig. Alternative Verfahren, wie z. B. eine verdeckte Angebotsauktion (Sealed-Bid), sind aus Sicht der ÜNB nachhaltiger, bürokratieärmer und international erprobt.

Rückgabe und Umsetzungswahrscheinlichkeit

Die Erhöhung der Sicherheitsleistungen - bei zentral nicht voruntersuchten Flächen von 100 auf 200 Euro und bei zentral voruntersuchten Flächen von 200 auf 250 Euro pro MW - ist zu begrüßen. Allerdings wird die Umsetzungswahrscheinlichkeit der bezuschlagten Projekte damit kaum verbessert. Das Hauptproblem, die lange Phase der Unsicherheit von bis zu 5 Jahren zwischen Zuschlagserteilung im Auktionsverfahren bzw. finaler Investitionsentscheidung (FID) des anschlusspflichtigen ÜNBs und der FID des Windparks, bleibt bestehen. Späte Projektabbrüche können daher zu volkswirtschaftlichen Kosten und temporären Leerständen von kapitalintensiven Offshore-Netzanschlüssen führen. Ein neues Ausschreibungsdesign sollte daher konsequent am Ziel ausgerichtet sein, Leerstände von Offshore-Anbindungssystemen zu vermeiden. Ein neuer Meilenstein in § 81 (2) WindSeeG könnte hier aus unserer Sicht Abhilfe schaffen und einen neuen nachhaltigen Entscheidungspunkt bilden. Dieser Meilenstein sollte an eine verbindliche Auswahl der Windenergieanlage 18 Monate vor FID des Windparks geknüpft werden. Dieser Schritt muss durch Projektentwickler im Regelfall zu diesem Zeitpunkt sowieso vollzogen werden und ist gleichzeitig mit Verpflichtungen verbunden, die den Projektfortschritt deutlich dokumentieren.

Leider adressiert der Gesetzentwurf auch eine der drängendsten Fragen des Offshore-Ausbaus nicht: Wie werden bereits vergebene Offshore-Flächen tatsächlich realisiert und wie sorgt der Gesetzgeber für Klarheit? Während die zugehörigen Netzanschlüsse bereits gebaut werden, befinden sich insgesamt 16 GW Offshore-Windleistung ohne Vergabe der Fläche bzw. ohne FID des Windparks in einer unklaren Umsetzungssituation. Hierdurch ergeben sich enorme Unsicherheiten für ÜNB und Zulieferunternehmen.

Um dem entgegenzuwirken wären Instrumente erforderlich, die Realisierungswahrscheinlichkeiten erhöhen, Investitionen absichern und im Bedarfsfall eine zügige Rückgabe bzw. Aberkennung und Neuvergabe von nicht realisierten Flächen ermöglichen. So wäre z. B. auch hier die Einführung eines nachträglichen Meilensteins "verbindliche Auswahl der Windenergieanlage 18 Monate vor FID des Windparks" in § 81 (2) WindSeeG über die bereits bestehende Verordnungsermächtigung des § 96 Nr. 3a WindSeeG möglich.

Verlängerte Nutzungsdauer von Offshore-Windparks und Entschädigungsrahmen anpassen

Kritisch bewerten wir die vorgesehene pauschale Verlängerung der Nutzungsdauer von zukünftigen Offshore-Windparks von 25 auf 35 Jahre. Eine längere Nutzung von Offshore-Windflächen und Netzanbindungssystemen kann zwar grundsätzlich dazu beitragen, den Offshore-Ausbau effizienter zu gestalten und bestehende Infrastruktur bestmöglich zu nutzen. Voraussetzung dafür ist jedoch eine belastbare Berücksichtigung von technischen, betrieblichen, wirtschaftlichen und regulatorischen Aspekten.

Eine längere Nutzung von Offshore-Windflächen oder eine technische Auslegung von Netzanbindungssystemen auf längere Zeiträume lässt nicht automatisch darauf schließen, dass bestehende Netzanbindungssysteme ohne wesentliche Ertüchtigungen, Ersatzmaßnahmen oder Reinvestitionen über denselben Zeitraum wirtschaftlich weiterbetrieben werden können. Zudem muss beachtet werden, dass eine Verlängerung der Genehmigungsdauern auf 35 Jahre plus bis zu 5 Jahre Verlängerungsoption auch zu Design-Anpassungen der Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) führen könnte, um die langfristigen Verfügbarkeitsanforderungen zu erfüllen und dadurch Mehrkosten entstehen werden. Konkrete Aussagen zu Weiterbetrieb oder Rückbau sollten einer fundierten Einzelfallbewertung vorbehalten bleiben. Zudem braucht es auch für die ÜNB einen regulatorischen Anreiz, um die Offshore-Netzanbindungssysteme über die bisher zugrunde gelegte Betriebsdauer hinaus weiter zu betreiben und hierfür erforderliche Ersatzinvestitionen vorzunehmen. Nur so können längere Betriebsdauern volkswirtschaftlich sinnvoll und nachhaltig gewährleistet werden.

Betriebsdauerverlängerungen sollten daher konsistent, transparent und diskriminierungsfrei ausgestaltet und im Rahmen einer Weiterentwicklung des WindSeeG unter Einbindung der Branche geklärt werden. Dies betrifft vor allem auch die Übergangsregelung des §102 Abs. 8 WindSeeG-E, die eine Neuvergabe bereits vergebener Flächen und Netzanschlussysteme sowie Netzanschlussysteme mit mehreren Offshore-Windparks (OWP) mit unterschiedlichen Inbetriebnahmedaten noch nicht angemessen berücksichtigt.

Risiken und Chancen werden vom vorliegenden Entwurf der WindSeeG-Novelle zwischen Windpark und ÜNB (und damit dem Stromkunden) ungleich verteilt. Hierfür braucht es aus Sicht der ÜNB einen Austausch mit der Branche, um die Bedingungen klar zu definieren, Rechte und Pflichten zu vereinbaren und die Risiken z. B. mit Blick auf das Entschädigungsregime bei Weiterbetrieb, gerecht zu verteilen.

Für die neuen 2-GW-Netzanbindungssysteme liegen zudem bislang keine Betriebserfahrungen vor. Auch mit den in Betrieb befindlichen ONAS mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Technik konnten erst ca. 15 Jahre Betriebserfahrung gesammelt werden; zugleich ist der bestehende Entschädigungsrahmen nach § 17e EnWG auf eine betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer von 20 Jahren angelegt. Eine verlängerte Nutzungsdauer von Offshore-Windparks muss daher eine Anpassung des Entschädigungsregimes der §§ 17e und 17 f EnWG zur Folge haben. Für Vorschläge zur Überarbeitung verweisen die Offshore-ÜNB auf die Stellungnahme vom 27.02.2026 - Lobbyregister: Stellungnahme/Gutachten SG2603300087.

Realisierungsfristen und technische Betriebsbereitschaft

Im Zuge der Anpassung des WindSeeG zur Umsetzung der EU-Erneuerbaren-Richtlinie in den Bereichen Windenergie auf See und Stromnetz erfolgte bereits eine Anpassung der Realisierungsfrist für OWP gemäß § 81 Absatz 2 Satz 1 Nummer 5 WindSeeG. Demnach müssen OWP nunmehr innerhalb von 12

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 14.08.2026 14.08.2026 | Page 4 of 18

statt bisher 6 Monaten nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin den Nachweis der vollständigen technischen Betriebsbereitschaft der Windenergieanlagen erbringen und erhalten dadurch eine größere zeitliche Flexibilität. Dies ist im Hinblick auf die Erhöhung der Realisierungswahrscheinlichkeit der OWP auch grundsätzlich aus Sicht der ÜNB zu begrüßen.

Gleichzeitig wurde jedoch versäumt, wichtige Anpassungen zu Zwischenschritten, bei der Anpassung des § 81 WindSeeG aufzunehmen. Die ÜNB möchten in diesem Zusammenhang nochmals eindringlich darauf hinweisen, dass vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin (VFT) bestimmte Parametrierungstests für das ONAS erfolgreich abgeschlossen werden sollten, um eine Inbetriebnahme des ONAS zu ermöglichen. Fehlende Parametrierungstests könnten allerdings zu einer Nicht-Einhaltung des VFT führen und stehen im Widerspruch zu einer fristgerechten Fertigstellung der Netzanbindung. Diese Tests erfordern eine installierte Mindestleistung von 30 % der geplanten gesamten OWP-Leistung spätestens sechs Wochen vor dem VFT. Ohne Mindesteinspeisung durch die installierte Mindestleistung ist eine rechtzeitige Inbetriebnahme des jeweiligen ONAS ordnungsgemäß nicht möglich. Aus Sicht der ÜNB braucht es daher eine zwingende Klarstellung in § 81 Abs. 2 Nr. 4 WindSeeG, wonach künftig spätestens sechs Wochen vor dem VFT der Nachweis erbracht werden muss, dass die installierte Mindestleistung für Parametrierungstests gewährleistet ist.

Offshore-Optimierung

Übergeordnet werden die Maßnahmen zur Offshore-Optimierung begrüßt. Der gewählte Ansatz, die Offshore-Optimierung im gesetzlichen Rahmen insbesondere über eine Kompetenzerweiterung des BSH zu verankern, kann insgesamt zu mehr Flexibilität bei gleichzeitiger Senkung der Systemkosten führen. Die Anpassung des Ausschreibungskorridors ab 2027 eröffnet dem BSH mehr Spielraum, um auf Herausforderungen im Offshore-Umfeld angemessen zu reagieren und dabei den Ausbau gleichzeitig verstetigt vorantreiben zu können. Auch die Möglichkeit grenzüberschreitende Kooperationsprojekte anrechnen zu können, führt zu mehr Flexibilität und einer optimierten Flächenkulisse im Gesamtsystem. Diese bewerten die ÜNB ebenfalls als sehr positiv. Die neu geschaffenen Festlegungskompetenzen des BSH mit Blick auf Überbauung ermöglichen eine flächenindividuelle Betrachtung, was im Sinne der Optimierung des Gesamtsystems begrüßt wird. Die Streichung des 2-K-Kriteriums, wird ausdrücklich begrüßt. Das 2K-Kriterium hat maßgeblichen Einfluss auf das Kabeldesign. Die Einhaltung des Temperaturlimits erfordert teilweise zusätzliche technische Maßnahmen wie größere Kabelquerschnitte oder höhere Verlegetiefen, die netztechnisch nicht notwendig sind und somit vermeidbare Mehrkosten für die Netznutzer verursachen.

Die ÜNB weisen unabhängig dieser Vorteile auf die Bewertung der Steigerung der Übertragungsleistung im NEP 2037/2045 (2025) hin. Es kann nicht pauschal angenommen werden, dass eine temporäre Steigerung

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 14.08.2026 14.08.2026 | Page 5 of 18

der Übertragungsleistung in jedem Projekt vorteilhaft ist. Daher ist eine flächen- und ONAS-spezifische Betrachtung bei Überbauung und Höherauslastung in jedem Fall notwendig.

Im Detail:

Zu § 1 Abs. 3 WindSeeG-E (Internationale Offshore-Anbindungsleitungen)

Internationale Offshore-Anbindungsleitungen sollen zukünftig im überragenden öffentlichen Interesse liegen und der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit dienen.

Lösungsvorschlag + Begründung

Die ÜNB begrüßen ausdrücklich die vorgesehene Regelung. Daneben sollte für internationale Offshore-Anbindungsleitungen ein klarer Prozess etabliert werden, der die ÜNB unter bestimmten Voraussetzungen zur Umsetzung einer solchen Anbindung verpflichtet. Nur so kann eine anschließende Wälzung der Kosten über die Offshore-Netzumlage rechtssicher und auf Grundlage eines transparenten Verfahrens erfolgen. Die gesetzliche Regelung könnte vorsehen, dass eine Anbindungsverpflichtung besteht, sobald ein entsprechender Staatsvertrag mit dem betreffenden Staat abgeschlossen wurde. Der Abschluss des Staatsvertrags würde damit den Auslöser der Anbindungsverpflichtung darstellen. Eine entsprechende Regelung könnte in den §§ 17d ff. EnWG, ergänzt um die Netzentwicklungsplan-Prozesse nach §§ 12b ff. EnWG, verankert werden. Zudem sollte klargestellt werden, welchem Genehmigungsregime internationale Offshore-Anbindungsleitungen künftig unterfallen.

Zu § 2a WindSeeG-E (Ausschreibungsmengen)

Die ab dem Jahr 2027 auszuschreibenden Ausbaumengen sollen gem. § 2a Abs. 1 Nr.3 WindSeeG-E zwischen 2000 und 4800 MW liegen. Darüber hinaus wird das Volumen pro Ausschreibung kommender Fläche auf 500 bis 2400 MW angepasst.

Lösungsvorschlag + Begründung

Die ÜNB begrüßen die Anpassungen ausdrücklich. Der flexible Ausbaukorridor von 2000 bis 4800 MW ermöglicht es dem BSH flexibler auf geänderte Rahmenbedingungen sowie Verzögerungen bei der Realisierung von Offshore-Windparks und Netzanbindungssystemen zu reagieren.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 14.08.2026 14.08.2026 | Page 6 of 18

Darüber hinaus begrüßen die ÜNB, dass die pro Fläche zur Ausschreibung kommenden Leistungsvolumina eine Größe von 500 bis 2400 MW haben sollen. Hierdurch wird dem BSH ein Spielraum zugestanden eine Überbauung auch flächenindividuell festzulegen.

Zu § 5 Abs. 1 Nr. 5a WindSeeG-E (Festlegungskompetenz FEP)

Die Einführung des § 5 Abs. 1 Nr. 5a gibt dem FEP die zusätzliche Festlegungskompetenz, neben der auf den Flächen zu installierenden Leistung gem. Nr. 5, zusätzlich auch die jeweils zugewiesene Netzanbindungskapazität festzulegen.

Lösungsvorschlag + Begründung

Aus Sicht der ÜNB ist die Einführung von § 5 Abs. 1 Nr. 5a zu begrüßen. Die zusätzliche Festlegungskompetenz des FEP bietet die Möglichkeit eine höhere zu installierende Leistung auf den Flächen festzulegen als die zur Verfügung stehende zugewiesene Netzanbindungskapazität. Hierdurch wird dem FEP ermöglicht klare Vorgaben zur Überbauung von OWP zu machen.

Zu § 5 Abs. 2a WindSeeG-E (Zulässigkeit von Leitungen sonstiger Energiegewinnungsbereiche in Trassen und Trassenkorridoren von ONAS)

Die vorgesehene Streichung in § 5 Abs. 2a WindSeeG ermöglicht eine Ausweisung von Leitungen und Kabeln aus sonstigen Energiegewinnungsbereichen in Trassen und Trassenkorridoren für Offshore-Anbindungsleitungen. Die Auswirkungen auf Netzkapazitäten, Betriebssicherheit und Kostenzuordnung werden hinreichend adressiert.

Lösungsvorschlag + Begründung

Die betroffenen ÜNB sollten hierbei verbindlich beteiligt werden. Zusätzlich sollten Bedingungen ergänzt werden, damit Netzanbindungen bei Planung, Bau und Betrieb nicht beeinträchtigt werden. Die Kostentragungspflicht von Kreuzungen, die hierdurch entstehen, sollte bei dem Betreiber des jeweiligen sonstigen Energiegewinnungsbereichs liegen.

Zu § 5 Abs. 2 Satz 2 Nr. 4 WindSeeG-E (Offshore-Rettung)

Wir begrüßen die Aufnahme des Themas Rettung im Bereich Offshore-Windenergie in das WindSeeG. Dazu erarbeiten das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie und die Arbeitsschutzbehörden der Küstenbundesländer den gemeinsamen Standard zur Offshore Rettung. Die ÜNB begrüßen es sehr, dass der gemeinsame Standard unter der Beteiligung der Branche und im Konsens mit dieser erstellt wird, um eine hohe Akzeptanz in der Offshore-Wind-Industrie zu erreichen. Wesentlich ist aus Sicht der ÜNB, dass ein gemeinsamer Standard die unterschiedlichen Anforderungen in Nord- und Ostsee angemessen

berücksichtigt. Insoweit sehen die ÜNB Anpassungsbedarf bei der Weiterentwicklung eines gemeinsamen Standards. Die Notwendigkeit unterschiedlicher Ausprägungen sollte berücksichtigt werden. Die ÜNB haben sich zuletzt an der Konsultation des Entwurfs des gemeinsamen Standards von BSH und Arbeitsschutzbehörden der Küstenbundesländer beteiligt. Weitere Untersuchungen zum Thema Offshore-Rettung werden derzeit zudem in einer durch die drei ÜNB beauftragten wissenschaftlich fundierten, ganzheitlichen Studie zur Offshore Rettung nach 2032 durchgeführt. Die Erkenntnisse hieraus sollten in einen gemeinsamen Standard einfließen.

Die Neuregelung ermöglicht es zudem, Pflichten zur Offshore-Rettungsinfrastruktur im FEP als Gesamtschuld aller „verantwortlichen Personen“ nach § 78 WindSeeG auszugestalten. Unklar bleibt jedoch, welche Akteure konkret erfasst werden, wie die Kostenverteilung erfolgen soll und ob auch vorhabenübergreifend ÜNB und Offshore-Windparkbetreiber gemeinsam verpflichtet werden sollen. Die wesentlichen Belastungsentscheidungen werden damit auf den FEP verlagert.

Die vorgesehene Anknüpfung an § 78 WindSeeG erscheint für die Begründung einer vorhabenübergreifenden Rettungsinfrastruktur systematisch ungeeignet. Wie bereits in der Bundesratsinitiative BR-Drs. 293/25 anerkannt, erfordert eine gemeinsame Offshore-Rettungsinfrastruktur vielmehr eine eigenständige Organisations-, Finanzierungs- und Verantwortungsstruktur. Die Nutzung des Begriffs der „verantwortlichen Person“ nach § 78 WindSeeG ersetzt eine solche Regelung nicht und lässt wesentliche Fragen der Aufgaben-, Kosten- und Haftungsverteilung offen. Zudem passt § 78 WindSeeG als Rechtsgrundlage nicht. Die Vorschrift dient bislang der Zuordnung von Betreiberpflichten innerhalb eines einzelnen Vorhabens, nicht der Begründung einer vorhabenübergreifenden Haftungs- und Kostengemeinschaft mehrerer unabhängiger Unternehmen.

Für ÜNB entsteht dadurch ein erhebliches First-Mover-Risiko: Da die Rettungsinfrastruktur bereits vor Beginn weiterer Offshore-Aktivitäten verfügbar sein soll, besteht die Gefahr, dass zuerst tätige ÜNB Infrastruktur vorfinanzieren und bereitstellen müssen, während ein späterer Kostenausgleich gegenüber anderen Beteiligten unsicher bleibt. Die vorgesehene Anknüpfung an § 78 WindSeeG erscheint für die Begründung einer vorhabenübergreifenden Rettungsinfrastruktur systematisch ungeeignet. Die Nutzung des Begriffs der „verantwortlichen Person“ nach § 78 WindSeeG ersetzt eine solche Regelung nicht und lässt wesentliche Fragen der Aufgaben-, Kosten- und Haftungsverteilung offen.

Lösungsvorschlag + Begründung

Die Regelung sollte gesetzlich konkretisiert werden. Insbesondere sollten der Kreis der Verpflichteten, die Kostenverteilung und die Organisationsverantwortung unmittelbar im WindSeeG geregelt werden. § 78 WindSeeG regelt das „Wer“ innerhalb eines konkreten Vorhabens, nicht das „Wie“ der Zusammenarbeit mehrerer Vorhabensträger. Die Nutzung dieser Vorschrift als Anknüpfungspunkt für eine vorhabenübergreifende gesamtschuldnerische Verpflichtung überschreitet daher ihren ursprünglichen

Regelungszweck. Auf eine gesamtschuldnerische Haftung sollte verzichtet und stattdessen ein gesetzlicher Kostenverteilungsschlüssel oder eine gemeinsame Trägerstruktur vorgesehen werden. Dies erhöht die Rechts- und Investitionssicherheit, vermeidet unverhältnismäßige First-Mover-Risiken für ÜNB und stellt sicher, dass wesentliche Belastungsentscheidungen durch den Gesetzgeber und nicht erst durch den FEP getroffen werden.

Zu 6 Abs. 7 WindSeeG-E (Informationspflichten ÜNB)

Die neue gesetzliche Auskunftspflicht verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber, auf Verlangen umfangreiche Informationen für die Vorbereitung, Erstellung, Änderung, Fortschreibung und Fortentwicklung des Flächenentwicklungsplans bereitzustellen. Der Umfang der bereitzustellenden Informationen bleibt sehr weit gefasst, wodurch Rechtsunsicherheiten hinsichtlich der Reichweite der Auskunftspflicht und des damit verbundenen Aufwands entstehen können.

Lösungsvorschlag + Begründung

Es wird in der Gesetzesbegründung nicht hinreichend dargelegt, welches konkrete Vollzugs- oder Informationsdefizit die Einführung einer gesetzlichen Auskunftspflicht erforderlich macht. Sollte an der Regelung festgehalten werden, bedarf es zumindest einer klaren Begrenzung des Umfangs der Auskunftspflicht sowie ausdrücklicher Vorgaben zum Schutz vertraulicher netz-, projekt- und sicherheitsrelevanter Informationen. Die Auskunftspflicht sollte auf die zur Erreichung des Regelungszwecks zwingend erforderlichen Informationen beschränkt werden.

Zu § 23 WindSeeG-E (CfD-Systematik / Ausschreibungsmodell) Das im

Referentenentwurf zum WindSeeG vorgesehene, zweistufige Zuschlagsverfahren wird grundsätzlich als sinnvoll erachtet, da das Auktionsdesign unterschiedlichen, zukünftig möglichen Marktentwicklungen Rechnung trägt, indem es Ausschreibungen ohne und mit Marktprämie vorsieht. Entscheidend ist dabei, dass die Ausschreibung nicht die höchste Zahlungsbereitschaft, sondern die höchste Wahrscheinlichkeit einer fristgerechten Projektrealisierung berücksichtigt. Nur so können Offshore-Windpark- und Netzausbau Hand in Hand erfolgen.

Kritisch bewertet wird jedoch die vorgesehene Ausgestaltung der Ausschreibungen als dynamisches Gebotsverfahren nach §21, 22a und 23, sowohl für die Erste Stufe (Marktliche Realisierung) als auch für die Zweite Stufe (Realisierung unter Absicherungsmechanismus) des Zuschlagsverfahrens. Aus Sicht der ÜNB birgt dieses Verfahren das Risiko, dass Gebotsentscheidungen über erhebliche, langfristige finanzielle Verpflichtungen innerhalb kürzester Zeit und unter hohem Wettbewerbsdruck getroffen werden müssen. Das sukzessive Bieten kann zu strategischen bzw. spekulativen Geboten sowie zu einer Überbewertung von Flächen führen. Dies erhöht das Risiko des sogenannten "winner's curse", also dass

bezuschlagte Projekte später Schwierigkeiten bei Finanzierung oder Umsetzung erfahren und damit die Realisierungswahrscheinlichkeit sinkt.

Lösungsvorschlag + Begründung

Für langfristige Infrastrukturprojekte mit Investitionsvolumina in Milliardenhöhe erscheint ein „Sealed-Bid“-Verfahren geeigneter. Ein einmaliges, nicht öffentliches Gebot ermöglicht den Bietern eine fundierte, wirtschaftlich tragfähige und sorgfältig abgewogene Bewertung des Projekts. Dadurch kann der Fokus stärker auf der nachhaltigen Realisierbarkeit des Vorhabens liegen als auf kurzfristigen Reaktionen im Auktionsverlauf. Die Wahrscheinlichkeit für exakt gleiche Gebote wird bei mindestens zwei Nachkommastellen als gering eingeschätzt. Sollte es doch zu diesem seltenen Fall kommen, könnte den Bietern anschließend die Chance gegeben werden, das Gebot innerhalb von 7-14 Tagen zu aktualisieren. Durch die Vermeidung eines dynamischen Gebotsverfahrens dürfte sich zudem der Verwaltungsaufwand für die Ausschreibung deutlich reduzieren.

Aktuelle europäische Ausschreibungen, insbesondere die jüngsten erfolgreichen CfD-Verfahren Auktionen in Dänemark, belegen, dass wettbewerbliche und attraktive Gebote auch ohne dynamische Bieterunden erzielt werden können.

Zu § 24 Abs. 2 WindSeeG Ref-E (Rechtsfolgen des Zuschlags)

Die aktuelle Förder- und Entschädigungssystematik für die Erzeugung von Strom aus Windenergieanlagen auf See knüpft an die bezuschlagte Gebotsmenge an. Unabhängig von den im Referentenentwurf vorgesehenen Regelungen zur Überbauung bestand bereits bislang die Möglichkeit, dass Offshore-Windparkbetreiber auf Grundlage eigener betriebswirtschaftlicher Entscheidungen zusätzliche Windenergieanlagen über die bezuschlagte Gebotsmenge hinaus errichten (freiwilliges Overplanting).

Ein Zuschlag gemäß § 24 Abs. 1 Nr. 2 bzw. § 37 Abs. 1 Nr. 1 WindSeeG begründet einen Anspruch auf Marktprämie ausschließlich im Umfang der bezuschlagten Gebotsmenge. Die Gebotsmenge stellt dabei eine abstrakte Leistungsgröße dar. Wird eine höhere Anlagenleistung errichtet als durch die bezuschlagte Gebotsmenge abgedeckt ist, stellt sich die Frage, wie die erzeugten Strommengen zwischen dem förderfähigen und dem nicht förderfähigen Anlagenteil abzugrenzen sind.

Für diese Bestandsfälle freiwilligen Overplantings enthält das WindSeeG bislang keine ausdrückliche Regelung zur Zuordnung der erzeugten Strommengen. Dies kann insbesondere bei Teillastbetrieb des Offshore-Windparks zu Rechtsunsicherheiten führen. Vergleichbare Fragestellungen ergeben sich zudem hinsichtlich möglicher Entschädigungsansprüche nach § 17e EnWG für Strommengen, die zusätzlichen Anlagenleistungen zuzurechnen sind.

Lösungsvorschlag + Begründung

Mit Blick auf die bestehenden Bestandsfälle freiwilligen Overplantings halten wir es zur Erhöhung der Rechts- und Planungssicherheit für erforderlich, eine ausdrückliche gesetzliche Regelung zur Abgrenzung von förderfähigen und nicht förderfähigen Strommengen aufzunehmen. Eine entsprechende Klarstellung sollte zugleich die Behandlung dieser Strommengen im Rahmen möglicher Entschädigungsansprüche nach § 17e EnWG adressieren.

Zu § 69 Abs. 3 S. 3 WindSeeG-E (kombinierte Anbindungen)

Durch die WindSeeG Novelle wird zukünftig die kombinierte Anbindung von Stromerzeugung und Elektrolyseuren (oder Speichertechnologie) ermöglicht. Eine generelle Öffnung von Flächen für die Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse ist aufgrund der noch nicht ausreichenden technologischen Reife nicht vorgesehen. Stattdessen soll die Offshore-Sektorkopplung mittels Elektrolyse im industriellen Maßstab erprobt werden. Hierfür können sogenannte sonstige Energiegewinnungsanlagen künftig auch außerhalb ausgewiesener Energiegewinnungsbereiche zugelassen werden. Dabei soll auch die Nutzung bereits bestehender Infrastruktur von Offshore-Windparks möglich sein. Die Regelungen gelten gleichermaßen für Speichertechnologien.

Dazu wird die Definition der „Pilotenenergiegewinnungsanlage auf See“ in §3 Nr. 8a neu eingeführt, die die ersten drei Anlagen eines neuen Typs umfasst, mit denen eine wesentliche Innovation über den aktuellen Stand der Technik hinaus erprobt werden kann. Die Zulassung soll nur in begrenztem Umfang und (nach §69 Absatz 3 Satz 3 Nummer 3) ausschließlich für Pilotanlagen mit einer installierten Kapazität von maximal 2,5 % der zugewiesenen Netzanbindungskapazität erfolgen (bei einer 2-GW-Anbindung beispielsweise bis zu 50 MW Elektrolyseleistung beziehungsweise 500 MWh Speicherkapazität). Maßgeblich für die Zulassung sollen energiewirtschaftliche und volkswirtschaftliche Interessen sein, insbesondere die effiziente Nutzung der Netzanbindungen sowie die Schließung von Wissenslücken.

Lösungsvorschlag + Begründung

Zu diesen Neuregelungen bezüglich hybriden Anbindungen äußern die ÜNB ihren generellen Vorbehalt in technischer und zeitlicher Hinsicht. In der kurzen Zeit seit Veröffentlichung des Ref-E konnten noch nicht alle Implikationen der kombinierten Anschlüsse und der Wechselwirkung zwischen den technischen Systemen ausreichend bewertet werden. Die zusätzlichen Schnittstellen mit Pilotanlagen in möglicherweise zahlreichen Projekten sind aktuell noch nicht absehbar. Es sind aber erhebliche Auswirkungen auf die Planung sowie den Betrieb von Konvertern zu erwarten. Zudem existieren bisher noch keine technischen Normen für den Anschluss von Offshore-Verbrauchern (Elektrolyseure und Speicher). Ebenso fehlt für den Anschluss an ein ONAS eine zeitliche Ablaufplanung bzw. ein zeitlicher Vorlauf. Aus ÜNB-Sicht ist daher wesentlich sinnvoller dem FEP die Möglichkeit einzuräumen diesen Prozess zu regeln und keine allgemeine gesetzliche Regelung durch das WindSeeG vorzunehmen.

Darüber hinaus bleibt hinsichtlich der Neuregelungen für hybride Anbindungen zu klären, inwieweit Pilotanlagen auch bei bereits bezuschlagten oder in Betrieb befindlichen Projekten installiert werden könnten. Außerdem bezieht sich die Zulassung von Pilotenergiegewinnungsanlagen „in begrenztem Maße“ nach Verständnis der Bedingungen im neu eingeführten § 69 Absatz 3 Satz 3 Nummer 3 einzig auf die Größe einzelner Anlagen, nicht aber auf die Begrenzung der Anzahl von Pilotanlagen: Wenn jeweils drei Anlagen je neuem Typ erprobt und in Projekten installiert werden können, wären möglicherweise eine Vielzahl von ONAS und OWP-Projekten betroffen. Dies könnte einen erheblichen zusätzlichen technischen und regulatorischen Koordinierungsaufwand und noch nicht absehbare Folgekosten für alle Beteiligten in zahlreichen Projekten verursachen.

Vor dem Hintergrund, dass Offshore-Windparks künftig verstärkt über die verfügbare Netzanbindungskapazität hinaus überbaut werden und damit grundsätzlich eine Abregelung von Energie in Spitzenzeiten zu erwarten ist, erschließt sich den ÜNB jedoch nicht ohne Weiteres die vorgesehene Auslegung von Batteriespeichern auf 15 Minuten der maximal einspeisbaren Strommenge der jeweiligen Fläche. Nach der Begründung der Änderung wurde dieser 15-Minuten-Wert anhand der daraus resultierenden Batteriegröße ermittelt.

Bzgl. der Auslegung von Batteriespeichern erscheint es aus Sicht der ÜNB sachgerechter, die Größe des Batteriespeichers so auszulegen, dass Einspeisespitzen des Offshore-Windparks, die andernfalls abgeregelt würden, in möglichst hohem Umfang abgefangen werden können. Dadurch könnte eine möglichst hohe Nutzung der Offshore-Windenergie sowie zugleich eine möglichst hohe Auslastung des Offshore-Netzanbindungssystems erreicht werden. Vor diesem Hintergrund sollte zum einen die Eingangsleistung des Batteriespeichers anhand der maximal möglichen Leistungskappung bestimmt werden. Zum anderen sollte die Speicherkapazität anhand der zu erwartenden abzuregelnden Energiemenge während der Spitzenkappung bemessen werden. Eine Installation sämtlicher Pilotenergiegewinnungsanlagen auf der Konverterplattform der Offshore-Netzanbindungssysteme muss jedoch ausgeschlossen werden.

Zu § 69 Abs. 7 WindSeeG-E (Laufzeitverlängerung OWP)

Die Verlängerung der Betriebsdauer von Offshore-Windparks kann grundsätzlich zu einer effizienteren Nutzung bestehender Offshore-Infrastruktur beitragen. Für Offshore-Netzanbindungssysteme bestehen jedoch bislang keine belastbaren Langzeiterfahrungen über die bisher zugrunde gelegten Betriebsdauern hinaus. Zudem wurde das bestehende Entschädigungsregime des § 17e EnWG für die reguläre Betriebsphase konzipiert.

Das folgt auch daraus, dass nach dem Willen des Gesetzgebers sichergestellt werden sollte, dass der OWP seine Investitionen auch dann refinanzieren können soll, wenn während der regulären Betriebsphase (25 Jahre) die Netzanbindung gestört oder verzögert ist. Wenn die reguläre Betriebsphase verlängert werden würde, ohne den Entschädigungsanspruch nach § 17e EnWG anzupassen, würde dies unweigerlich zu einer Überkompensation der OWP führen, welche volkswirtschaftlich eindeutig nicht sinnvoll ist. Schließlich ist die Förderdauer gemäß EEG zeitlich begrenzt.

Das folgt zudem daraus, dass mit dem Alterungsprozess der Anbindungsleitung („Badewannen-Effekt“) zunehmender Häufigkeit von Störungen der ÜNB letztlich immer öfter die Vermutung grober Fahrlässigkeit im § 17f EnWG widerlegen muss, was im Einzelfall ein für ihn großes Risiko birgt, einen Eigenanteil tragen zu müssen, möglicherweise grundlos, da lediglich die Widerlegung nicht gelingt.

Die WindSeeG-Novelle verlängert mit § 69 Absatz 7 WindSeeG die Betriebsdauer der Offshore-Windparks deutlich, ohne dass daran akzessorisch anknüpfende Entschädigungsregime des § 17e und § 17 f EnWG für die verlängerte Betriebsphase anzupassen. Damit droht, dass Offshore-Windparks im vollständig refinanzierten Weiterbetrieb weiterhin von einem auf die Regelbetriebsdauer ausgelegten, für sie vorteilhaften Entschädigungsmechanismus profitieren, während die ÜNB die mit der Alterung der Offshore-Netzanbindungssysteme verbundenen höheren Störungs- und Haftungsrisiken weitgehend allein tragen. Dadurch droht eine sachlich nicht gerechtfertigte einseitige Verlagerung von Alterungs-, Verfügbarkeits- und Entschädigungsregime auf die ÜNB („Badewannen-Effekt“).

Lösungsvorschlag + Begründung

Unser Anliegen ist die Weiterentwicklung des Entschädigungsregimes nach § 17e EnWG für die verlängerte Betriebsphase. Dazu gehören insbesondere eine Anpassung des zeitlichen Selbstbehalts und der Entschädigungshöhe in der Verlängerungsphase, die Möglichkeit zur Übertragung nicht genutzter Wartungstage, der Entfall der Vermutung grober Fahrlässigkeit, eine Haftungsbegrenzung hinsichtlich Vermögensschäden nach Ende der regulären Betriebsdauer sowie die Reduzierung bzw. der Entfall des Eigenanteils der ÜNB und die Klarstellung zur Nichtzurechnung von Verschulden bestimmter Erfüllungsgehilfen. Diese Änderungen stellen sicher, dass der Entschädigungsmechanismus in der Weiterbetriebsphase die deutlich erhöhte technische Störungswahrscheinlichkeit der ONAS und den reduzierten Absicherungsbedarf der OWP sachgerecht abbildet, die bisherige einseitige Risikoverlagerung zulasten der ÜNB korrigiert und gleichzeitig einen klaren, spezialgesetzlichen Rahmen für Entschädigungen erhält.

Darüber hinaus sollte die Ausgestaltung verlängerter Betriebsdauern aus Sicht der ÜNB auf folgenden Grundsätzen beruhen:

- Die maßgebliche Betriebsdauer von Offshore-Windpark und Offshore-Netzanbindungssystem sollte grundsätzlich an die Inbetriebnahme des Offshore-Netzanbindungssystems anknüpfen, um einen Gleichlauf von Erzeugungs- und Netzinfrastruktur sicherzustellen.
- Eine Verlängerung der Betriebsdauer eines Offshore-Windparks sollte nur erfolgen, wenn der Betreiber eine angemessene Nutzung der Offshore-Netzanbindung während des Verlängerungszeitraums gewährleistet und hierfür geeignete Sicherheiten stellt. Dies sollte er mindestens 10 Jahre im Voraus anzeigen.
- Eine pauschale Verlängerung der Betriebsdauer von Offshore-Windparks sollte nur erfolgen, wenn die damit verbundenen technischen, regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen gesamthaft betrachtet und die Chancen und Risiken zwischen Offshore-Windparkbetreibern, Übertragungsnetzbetreibern und Stromverbrauchern ausgewogen verteilt werden. Für die neuen 2-GW-Offshore-Netzanbindungssysteme liegen bislang keine belastbaren Langzeiterfahrungen vor; zudem wurde das bestehende Entschädigungs- und Haftungsregime für deutlich kürzere Nutzungsdauern entwickelt. Vor einer generellen Anhebung der Regellaufzeit sollte daher ein branchenweiter Dialog stattfinden, um die Voraussetzungen für einen Weiterbetrieb, die Rechte und Pflichten der Beteiligten sowie die Ausgestaltung des Haftungs- und Entschädigungsregimes sachgerecht festzulegen.
- Ein verlängerter Betrieb muss auch für die ÜNB wirtschaftlich tragfähig sein und mit entsprechenden Anreizen einhergehen. Die verbundenen zusätzlichen Investitionen und Risiken müssen daher regulatorisch angemessen berücksichtigt werden. Nur so können längere Betriebsdauern volkswirtschaftlich sinnvoll und nachhaltig gewährleistet werden.
- Zudem muss beachtet werden, dass eine Verlängerung der Genehmigungsdauern auf 35 Jahre plus bis zu 5 Jahre Verlängerungsoption auch zu Design-Anpassungen der Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) führen könnte, um die langfristigen Verfügbarkeitsanforderungen zu erfüllen und dadurch Mehrkosten entstehen werden.

Für konkrete gesetzliche Änderungsvorschläge des Entschädigungsregimes in der Weiterbetriebsphase wie oben beschrieben, verweisen die Offshore-ÜNB auf das gemeinsame Positionspapier „Entschädigungszahlungen an Windparkbetreiber im Falle des §17e EnWG bei Betriebszeitverlängerungen weiterentwickeln“ vom 27.02.2026 (Lobbyregister: Stellungnahme/Gutachten SG2603300087).

Zu § 81 WindSeeG-E (Realisierungsfristen und technische Betriebsbereitschaft)

Im Zuge der Anpassung des WindSeeG zur Umsetzung der EU-Erneuerbaren-Richtlinie in den Bereichen Windenergie auf See und Stromnetz erfolgte bereits eine Anpassung der Realisierungsfrist für OWP gemäß § 81 Absatz 2 Satz 1 Nummer 5 WindSeeG. Demnach müssen OWP nunmehr innerhalb von 12 statt bisher 6 Monaten nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin den Nachweis der vollständigen technischen Betriebsbereitschaft der Windenergieanlagen erbringen und erhalten dadurch eine größere

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 14.08.2026 14.08.2026 | Page 14 of 18

zeitliche Flexibilität. Dies ist im Hinblick auf die Erhöhung der Realisierungswahrscheinlichkeit der OWP auch grundsätzlich aus Sicht der ÜNB zu begrüßen.

Lösungsvorschlag + Begründung

Gleichzeitig wurde jedoch versäumt, wichtige Anpassungen zu Zwischenschritten, bei der Anpassung des § 81 WindSeeG aufzunehmen. Die ÜNB möchten in diesem Zusammenhang nochmals eindringlich darauf hinweisen, dass vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin (VFT) bestimmte Parametrierungstests für das ONAS erfolgreich abgeschlossen werden sollten, um eine Inbetriebnahme des ONAS zu ermöglichen. Fehlende Parametrierungstests könnten allerdings zu einer Nicht-Einhaltung des VFT führen und stehen im Widerspruch zu einer fristgerechten Fertigstellung der Netzanbindung. Diese Tests erfordern eine installierte Mindestleistung von 30 % der geplanten gesamten OWP-Leistung spätestens sechs Wochen vor dem VFT. Ohne Mindesteinspeisung durch die installierte Mindestleistung ist eine rechtzeitige Inbetriebnahme des jeweiligen ONAS ordnungsgemäß nicht möglich. Aus Sicht der ÜNB braucht es daher eine zwingende Klarstellung in § 81 Abs. 2 Nr. 4 WindSeeG, wonach künftig spätestens sechs Wochen vor dem VFT der Nachweis erbracht werden muss, dass die installierte Mindestleistung für Parametrierungstests gewährleistet ist.

Beim Thema „Rückgabe und Umsetzungswahrscheinlichkeit“ sowie bezüglich der Einführung eines neuen Meilensteins in § 81 (2) WindSeeG verweisen wir auf unsere Ausführungen zu § 96 WindSeeG-E in dieser Stellungnahme.

Zu § 91 a WindSeeG-E (Zentral koordiniertes Umweltmonitoring)

Mit der Einfügung des § 91a sollen die im Zulassungsverfahren oder im Vollzugsverfahren erforderlichen Umweltuntersuchungen auf Grundlage des veröffentlichten Standarduntersuchungskonzepts künftig koordinierter und effizienter erfolgen. Ziel ist eine effizientere Datenerhebung und eine bessere Vergleichbarkeit der Untersuchungsergebnisse.

Bislang führen die Vorhabenträger diese Untersuchungen nach den Vorgaben des BSH durch, künftig soll das BSH diese Untersuchungen koordiniert durchführen.

Lösungsvorschlag + Begründung

Die zentrale Durchführung der Umweltuntersuchungen durch das BSH wird grundsätzlich begrüßt. Sie kann zur Standardisierung der Datenerhebung, zur Vermeidung von Mehrfachuntersuchungen sowie zu einer effizienteren Nutzung vorhandener Untersuchungsergebnisse beitragen. Für ÜNB sind die praktischen Auswirkungen aufgrund des vergleichsweisen begrenzten Umfangs der umweltfachlichen Untersuchungen allerdings nicht gegeben bzw. geringer als für Offshore-Windparkentwickler und -betreiber.

Die Neuregelung betrifft die Entwickler und Betreiber der OWP deutlich stärker als die ÜNB, da die Umweltuntersuchungen auf der Windparkseite deutlich umfangreicher sind. Auf Grundlage des veröffentlichten Standarduntersuchungskonzepts beschränken sich die Umweltuntersuchungen bei den ÜNB auf benthosbiologische Untersuchungen und diese entfallen in der Praxis bereits teilweise, da schon zahlreiche Untersuchungsergebnisse vorliegen. Aus ÜNB-Sicht sollte daher klargestellt werden, dass es sich bei den in §91a (neu) genannten Vorhabensträgern lediglich um die Offshore-Windparkentwickler und -Betreiber handelt.

Zu § 96 WindSeeG-E (Rückgabe und Umsetzungswahrscheinlichkeit)

Die Erhöhung der Sicherheitsleistungen - bei zentral nicht voruntersuchten Flächen von 100 auf 200 Euro und bei zentral voruntersuchten Flächen von 200 auf 250 Euro pro MW - ist zu begrüßen. Allerdings wird die Umsetzungswahrscheinlichkeit der bezuschlagten Projekte damit kaum verbessert. Das Hauptproblem, die lange Phase der Unsicherheit von bis zu 5 Jahren zwischen Zuschlagserteilung im Auktionsverfahren bzw. finaler Investitionsentscheidung (FID) des anschlusspflichtigen ÜNBs und der FID des Windparks, bleibt bestehen. Späte Projektabbrüche können daher zu volkswirtschaftlichen Kosten und temporären Leerständen von kapitalintensiven Offshore-Netzanschlüssen führen. Ein neues Ausschreibungsdesign sollte daher konsequent am Ziel ausgerichtet sein, Leerstände von Offshore-Anbindungssystemen zu vermeiden. Ein neuer Meilenstein in § 81 (2) WindSeeG könnte hier aus unserer Sicht Abhilfe schaffen und einen neuen nachhaltigen Entscheidungspunkt bilden. Dieser Meilenstein sollte an eine verbindliche Auswahl der Windenergieanlage 18 Monate vor FID des Windparks geknüpft werden. Dieser Schritt muss durch Projektentwickler im Regelfall zu diesem Zeitpunkt sowieso vollzogen werden und ist gleichzeitig mit Verpflichtungen verbunden, die den Projektfortschritt deutlich dokumentieren.

Leider adressiert der Gesetzentwurf auch eine der drängendsten Fragen des Offshore-Ausbaus nicht: Wie werden bereits vergebene Offshore-Flächen tatsächlich realisiert und wie sorgt der Gesetzgeber für Klarheit? Während die zugehörigen Netzanschlüsse bereits gebaut werden, befinden sich insgesamt 16 GW Offshore-Windleistung ohne Vergabe der Fläche bzw. ohne FID des Windparks in einer unklaren Umsetzungssituation. Hierdurch ergeben sich enorme Unsicherheiten für ÜNB und Zulieferunternehmen.

Lösungsvorschlag + Begründung

Um dem entgegenzuwirken wären Instrumente erforderlich, die Realisierungswahrscheinlichkeiten erhöhen, Investitionen absichern und im Bedarfsfall eine zügige Rückgabe bzw. Aberkennung und Neuvergabe von nicht realisierten Flächen ermöglichen. So wäre z. B. auch hier die Einführung eines nachträglichen Meilensteins "verbindliche Auswahl der Windenergieanlage 18 Monate vor FID des Windparks" in § 81 (2) WindSeeG über die bereits bestehende Verordnungsermächtigung des § 96 Nr. 3a WindSeeG möglich.

Zu § 102 Abs. 8 (Übergangsregelung)

Die Übergangsregelung des § 102 Abs. 8 WindSeeG-E sollte dahingehend angepasst werden, dass auch Offshore-Netzanbindungssysteme, welche Offshore-Windparks mit einem ursprünglich geplanten Zuschlag in den Ausschreibungsjahren 2023 bis 2025 anschließen, ebenfalls unter die Übergangsregelung fallen. Die vorgesehenen Regelungen zur Laufzeitverlängerung sollte ebenfalls durch eine Klarstellung ergänzt werden, wie mit Flächen umzugehen ist, deren Ausschreibung oder Realisierung zeitlich gegenüber der ursprünglichen Planung verzögert erfolgt. Dies betrifft insbesondere Flächen, deren Ausschreibungen mangels zuschlagsfähiger Gebote wiederholt werden müssen oder deren Umsetzung im Einzelfall nicht durch den ursprünglich bezuschlagten Bieter erfolgt. In diesen Fällen sollte sichergestellt werden, dass die Festlegung der Betriebsdauer weiterhin in einem konsistenten Verhältnis zur zugeordneten Offshore-Netzanbindung steht.

Lösungsvorschlag + Begründung

Aus Sicht der ÜNB bedarf es daher eines klaren gesetzlichen Mechanismus, der für zeitlich nachlaufende Ausschreibungen und verzögerte Realisierungen einen Gleichlauf zwischen Offshore-Windpark und Offshore-Netzanbindungssystem sicherstellt und gleichzeitig Planungs-, Investitions- und Rechtssicherheit für alle Beteiligten gewährleistet. Auch kann das Risiko entstehen, dass innerhalb eines Offshore-Netzanbindungssystems unterschiedliche Laufzeitregime vorherrschen und dadurch zusätzliche technische, wirtschaftliche und regulatorische Unsicherheiten ausgelöst werden.

Daher sollten alle ONAS von der Übergangsregelung berücksichtigt werden, die vor dem Inkrafttreten der Gesetzesänderungen sowohl im FEP als auch NEP festgelegt bzw. bestätigt wurden. Dadurch würde sichergestellt, dass bereits getroffene Investitions- und Beschaffungsentscheidungen unter unveränderten regulatorischen Rahmenbedingungen fortgeführt werden können und eine nachträgliche Erweiterung der technischen, wirtschaftlichen und haftungsrechtlichen Risiken auf Kosten des Netzkunden vermieden wird.

Zu Artikel 2

§ 17d - Änderungen des EnWG (2K-Kriterium)

Im Zuge der Optimierung des Ausbaus der Windenergie auf See ist eine Streichung des sogenannten 2 K-Kriteriums vorgesehen.

Lösungsvorschlag + Begründung

Die ÜNB unterstützen die vorgesehene Streichung des 2K-Kriteriums ausdrücklich. Der Wegfall des 2K-Kriteriums ermöglicht eine kosteneffizientere Nutzung der Offshore-Netzinfrastruktur und schafft zusätzliche Flexibilität für die Auslegung, Errichtung und den Betrieb von Offshore-Netzanbindungssystemen. Die ÜNB müssen das ausschließlich in Deutschland angewandte 2K-Kriterium über den gesamten Lebenszyklus

eines ONAS berücksichtigen – von der technischen Auslegung über Planung, Ausschreibung, Genehmigung und Errichtung bis hin zum Betrieb und Monitoring. Bereits in frühen Projektphasen hat die Anforderung maßgeblichen Einfluss auf das Kabeldesign und kann dadurch erhebliche Mehrkosten verursachen. Das 2K-Kriterium erfordert mitunter größere Kabelquerschnitte, erhöhte Verlegetiefen oder anderen technischen Auslegungsmaßnahmen, die nicht aus netztechnischen Erfordernissen, sondern ausschließlich zur Einhaltung des Temperaturlimits erforderlich sind. Dies führt zu maßgeblichen, aber vermeidbaren Zusatzkosten zulasten der Netznutzer ohne, dass ein entsprechend nachgewiesener zusätzlicher Nutzen für die Versorgungssicherheit oder die Systemeffizienz erzielt wird.

Wird die für das 2K-Kriterium erforderliche Verlegetiefe eines Kabels wider Erwarten nicht erreicht, können nachträgliche Tiefenlagekorrekturen von Seekabeln erforderlich werden. Dies ist jedoch ebenfalls mit erheblichen technischen Herausforderungen, komplexen Offshore-Einsätzen und einem sehr hohen logistischen sowie finanziellen Aufwand verbunden. Die Möglichkeit solcher nachträglichen Maßnahmen erhöht zusätzlich die Projekt- und Kostenrisiken für Offshore-Netzanbindungssysteme und bedeutet in jedem Fall einen weiteren Eingriff in die Umwelt.

Zudem schafft die Aufhebung des sog. „2K-Kriteriums“ die Voraussetzung, die thermisch vorhandene Kapazität der 2-GW-ONAS besser auszunutzen und diese potenziell temporär höher auszulasten. Es kann aber nicht pauschal angenommen werden, dass eine temporäre Steigerung der Übertragungsleistung in jedem Projekt vorteilhaft ist. In diesem Zusammenhang verweisen die ÜNB auf die Ausführungen im NEP 2037/2045 v 2025. Daher ist eine flächen- und ONAS-spezifische Betrachtung in jedem Fall notwendig. Die Aufhebung des 2K-Kriteriums muss zur rechtssicheren Anwendung in der Verwaltungspraxis aus Sicht der ÜNB jedoch explizit, zumindest in der Gesetzesbegründung auf den Anwendungsbereich der Länderbehörden ausgeweitet werden und nicht nur auf das BSH.

Zusätzlich kann die Aufhebung des 2K-Kriteriums die höhere Auslastung bestehender Netzanschlussysteme ermöglichen. Im Rahmen des TCM II (Transmission Capacity Management) sind Mutter-Tochter Plattformen miteinander verbunden und können im Fehlerfall gegenseitig Kapazitäten aufteilen. Diese höhere Auslastung des sich nicht im Fehler befindenden Systems wird via eines Reglers auf Überschreitungen des 2K-Kriteriums überwacht. Führt diese Auslastung zum Erreichen der Grenze von 2 Kelvin wird aktiv Leistung reduziert. Eine Aufhebung des 2K-Kriteriums könnte so auch zur höheren Auslastung bestehender Systeme beitragen.

Insgesamt stellt die vorgesehene Aufhebung des 2K-Kriteriums damit einen sehr wichtigen Schritt zur effizienten Nutzung der Offshore-Netzinfrastruktur und zur kosteneffizienten Umsetzung des weiteren Offshore-Ausbaus dar. Die Streichung ermöglicht eine bessere Ausnutzung bestehender Infrastruktur,

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 14.08.2026 14.08.2026 | Page 18 of 18

reduziert Investitions- und Betriebskosten, vermeidet unnötige technische Zusatzanforderungen und stärkt damit die volkswirtschaftliche Effizienz des Offshore-Ausbaus insgesamt.