

STELLUNGNAHME

des

Bundesverbands Windenergie Offshore e.V. (BWO)

zum Referentenentwurf des Bundesministeriums für
Wirtschaft und Klimaschutz
„Gesetz zur Umsetzung der EU-Erneuerbaren-Richtlinie im Be-
reich Windenergie auf See und Stromnetze“

14. Februar 2024



Bundesverband
Windenergie
Offshore e.V.

1 ZUSAMMENFASSUNG DER BWO-STELLUNGNAHME 3

2 AUSGESTALTUNG DER BESCHLEUNIGUNGSMAßNAHMEN IM WINDSEEG 5

2.1. VERHÄLTNISSMÄßIGKEIT VON ABSCHALTUNGS- UND MINDERUNGSMAßNAHMEN BEACHTEN	5
2.2. RECHTLICHE KLARSTELLUNG HINSICHTLICH DER GELTUNG DES § 14 A WINDSEEG-REF (ERGÄNZENDE KAPAZITÄTSZUWEISUNG)	6
2.3. MÖGLICHKEIT FÜR OPTIMIERUNG DES § 68 WINDSEEG-REF (PLANFESTSTELLUNGSVERFAHREN)	6
2.4. RECHTLICHE DEFINITION DES § 69 WINDSEEG-REF (PLANFESTSTELLUNGSBESCHLUSS, PLANGENEHMIGUNG) KLARSTELLEN	7
2.5. AUSNAHMEREGLUNGEN BEI BETROFFENHEIT EINES NACHBARLANDES KLAR REGELN	7
2.6. HÖHE DER AUSGLEICHSZAHLUNG PRÄZISIEREN	8
2.7. § 72A WINDSEEG BEFRISTUNG NICHT VERLÄNGERN	8

3. WEITERE ANPASSUNGSBEDARFE ZUR ZIELERREICHUNG IM WINDSEEG 9

3.1. ERBRINGUNG DES NACHWEISES DER TECHNISCHEN BETRIEBSBEREITSCHAFT NACH 12 MONATEN	9
3.2. STUFENWEISES ANWACHSEN DER PÖNALE IN RELATION ZUR DAUER DER VERZÖGERUNG	9
3.3. ABSCHAFFUNG DES ZWANGSWEISEN WIDERRUFES DES ZUSCHLAGES	10
3.4. WIN-LIMIT: BEGRENZUNG DER BEZUSCHLAGBAREN FLÄCHEN PRO BIETER EINFÜHREN	11
3.5. NUTZUNG DER EINKÜNFEN AUS DEN AUSSCHREIBUNGEN ZUR FLANKIERUNG DES AUSBAUS	11
3.6. RECHTSKLARHEIT UND HÖHERE VERBINDLICHKEIT DER GEBOTE SCHAFFEN	12
3.7. PRÄZISIERUNG DER QUALITATIVEN KRITERIEN DER ZENTRAL VORUNTERSUCHTEN FLÄCHEN	12

4. INVESTITIONSSICHERHEIT IM ENERGIEWIRTSCHAFTSGESETZ STÄRKEN 14

4.1. IM FEP GENANNTE FERTIGSTELLUNGSTERMIN FÜR NETZANBINDUNGEN VERBINDLICH MACHEN	14
4.2. SELBSTBEHALTE BEI VERZÖGERUNG DER NETZANBINDUNG STREICHEN	16
4.3. VERPFLICHTUNG ZUR ABSTIMMUNG EINES REALISIERUNGSFAHRPLANES	17

1 Zusammenfassung der BWO-Stellungnahme

Der BWO begrüßt, dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) einen Referentenentwurf (WindSeeG-Ref) für das „Gesetz zur Umsetzung der EU-Erneuerbaren-Richtlinie im Bereich Windenergie auf See und Stromnetze“ vorlegt. Aufgrund der extrem kurzen Stellungnahmefrist konzentrieren wir uns hier auf die wichtigsten **Änderungs-, Ergänzungs-, und Konkretisierungsnotwendigkeiten und offenen Fragen im Referentenentwurf**.

Mit dem vorliegenden Gesetzentwurf sollen Beschleunigungsflächen und Infrastrukturgebiete in das Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) eingeführt werden. Wichtig aus Sicht des BWO ist dabei, dass die angestrebte Beschleunigung immer mit der Schaffung und Erhaltung der Akzeptanz des Offshore-Ausbaus in den Ausgleich gebracht wird. **Zudem sollte stets die Schaffung bzw. Beibehaltung der Rechts- und Investitionssicherheit im Mittelpunkt der Betrachtung stehen.**

Der Gesetzgeber sollte die mit dem Gesetzentwurf beabsichtigte Anpassung des WindSeeG und des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) zum Anlass nehmen, um weitere Anpassungen vorzunehmen. Durch zielgerichtete Änderungen im WindSeeG und im EnWG kann die **Investitionssicherheit für Betreiber gestärkt** und somit die Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte erhöht werden.

Empfehlungen des BWO:

- Der Gesetzentwurf sollte das **Verhältnis und die Einordnung der bisherigen Flächenkategorien zu den neuen Beschleunigungsflächen** einschließlich der Ausschreibungszeitpunkte rechtlich klarstellen und definieren. Der vorgelegte Referentenentwurf lässt offen, ob es sich um eine neue Flächenkategorie handelt, die die bisherigen Flächenkategorien zusätzlich ergänzt.
- In **§ 70a (5) WindSeeG-Ref** besteht Klarstellungsbedarf, ob die Ausgleichszahlungen je Windenergieanlage oder je Vorhaben bzw. Projekt (Windpark) zu leisten ist. Aus Sicht des BWO sollte die Zahlung auf maximal 500.000 EUR je Vorhaben bzw. Projekt (Windpark) und pro Jahr begrenzt sein.
- Zudem besteht Klarstellungsbedarf, nach welchen Kriterien die Höhe der Ausgleichszahlungen bestimmt wird.
- Im **§ 72a WindSeeG 2023** sollte nach Auffassung des BWO die Regelung zur Aussetzung der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) nicht über den 30. Juni 2024 hinaus verlängert werden. Die aktuelle Regelung wirft die Frage auf, ob eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) und eine nachgelagerte Artenschutzprüfung gefordert wird. Aus Sicht des BWO sollte eine vorherige projektspezifische Flächenuntersuchung sowie die Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) für zentral nicht voruntersuchte Flächen erhalten bleiben.

- Hinsichtlich **§ 5 Abs. 1 WindSeeG-Ref (Minderungsmaßnahmen)** sollten Abschaltungsmaßnahmen während Vogelzugs ausschließlich auf Grundlage von Monitoring-Ergebnissen vorgenommen werden dürfen und nicht vorsorglich angeordnet werden.
- **WindSeeG auf Erreichung der Ausbauziele ausrichten:** Hierfür sind aus Sicht des BWO, über die hier vorgeschlagenen Maßnahmen zur Beschleunigung der Genehmigungsverfahren hinaus, weitere Maßnahmen erforderlich. Hierzu gehören die folgenden:
- **Realisierungsfristen für OWP im WindSeeG neu regeln:** Die bestehenden Regelungen zu Realisierungsfristen für OWP sollten jetzt im WindSeeG 2023 geändert werden, um die Investitionssicherheit für OWPs zu erhöhen. Hierfür müssen in den **§ 81** und **§ 82 WindSeeG 2023** der Zeitpunkt für den Nachweis der technischen Betriebsbereitschaft verlängert, ein stufenweises Anwachsen der Pönalen verankert und der zwangsweise Widerruf des Zuschlages abgeschafft werden.
- **Energiewirtschaftsgesetz:** Im **§ 17d** und **§ 17e EnWG** sollten Regelungen eingeführt werden, um die Investitionssicherheit für OWP zu gewährleisten. Hierfür sollten die **Fertigstellungstermin für Netzanbindungen verbindlich werden, die zeitlichen und finanziellen Selbstbehalte bei Verzögerung der Netzanbindung gestrichen und eine verbindliche Verpflichtung zur Abstimmung eines Realisierungsfahrplans eingeführt werden.**
- **Wasserstoffherzeugung auf See im überragenden öffentlichen Interesse:** Der BWO begrüßt, dass mit dem Referentenentwurf **sonstige Energiegewinnungsanlagen zur Erzeugung und Anlagen zur Übertragung von Wasserstoff** aus sonstigen Energiegewinnungsanlagen ins überragende öffentliche Interesse gestellt werden. Wir halten eine zügige Festlegung und Ausschreibung weiterer Flächen für die Erzeugung von Wasserstoff sowie die rasche Festlegung der Wasserstoff-Infrastruktur für erforderlich. Deshalb sprechen wir uns für einen möglichst zügigen Beginn der Ausschreibungen für SEN-1 aus. Der Flächenentwicklungsplan (FEP) sollte die Wasserstoffinfrastruktur explizit berücksichtigen.

2 Ausgestaltung der Beschleunigungsmaßnahmen im WindSeeG

Der BWO begrüßt den Gesetzentwurf des BMWK und das Engagement für Beschleunigungen. Aus Sicht des BWO ist positiv zu bewerten, dass auch durch die Infrastrukturgebiete ebenfalls eine Beschleunigung bei den Netzanschlüssen beabsichtigt wird. Gleichzeitig besteht nach Auffassung des BWO Klarstellungsbedarf, in welchem Verhältnis die bisherigen Flächenkategorien zu den neuen „Beschleunigungsflächen“ stehen.

Unserem Verständnis nach wird angenommen, dass zentral voruntersuchte Flächen nicht automatisch identisch sind mit den neu auszuweisenden Beschleunigungsflächen. Diese werden erstmalig im neuen Flächenentwicklungsplan (FEP) ausgewiesen.

- Der BWO macht auf die Notwendigkeit einer Konkretisierung aufmerksam, dass zu definieren ist, ab welchen Ausschreibungen es erstmalig Beschleunigungsflächen geben wird und ob dies bereits für das Jahr 2025 der Fall sein wird.
- Aus Sicht des BWO sind folgende Fragen klarzustellen:
 - Kann es sich bei den derzeit im Flächenentwicklungsplan (FEP) als zentral voruntersuchte Flächen um Beschleunigungsflächen handeln?
 - Kann es sich bei den derzeit im Flächenentwicklungsplan (FEP) als nicht zentral voruntersuchte Flächen um Beschleunigungsflächen handeln?
 - Kann es sich bei den Beschleunigungsflächen um eine dritte zusätzliche Flächenkategorie handeln?

2.1. Verhältnismäßigkeit von Abschaltungs- und Minderungsmaßnahmen beachten

In der Gesetzesbegründung zu **§ 5 Abs. 1 WindSeeG-Ref (Minderungsmaßnahmen)** wird auf **Seite 36** erläutert, dass als mögliche Minderungsmaßnahme auch die Abschaltung von Anlagen bei Vogelzug umfasst sind.

- Der BWO empfiehlt eine Regelung, dass Abschaltungsmaßnahmen ausschließlich auf Grundlage von Monitoring-Ergebnissen vorgenommen werden dürfen und nicht vorsorglich angeordnet werden.

In der Gesetzesbegründung zu **§ 5 Abs. 2c WindSeeG-Ref** wird richtigerweise darauf hingewiesen, dass die Wirksamkeit dieser neuartigen Minderungsmaßnahmen noch nicht umfassend geprüft wurde.

- Aus Sicht des BWO ist daher wichtig, dass die zeitlich-befristet im Flächenentwicklungsplan (FEP) festgelegten Pilotprojekte für Minderungsmaßnahmen die Grenze der Zumutbarkeit nicht überschreiten - sowohl hinsichtlich des monetären Aufwands als auch hinsichtlich des Eingriffs in die Bauabläufe sowie hinsichtlich der rechtzeitigen Planbarkeit.

- Hinsichtlich **§ 5 Abs. 2c Satz 2f. WindSeeG-Ref** macht der BWO auf die Notwendigkeit einer Konkretisierung zur Kostenübernahme aufmerksam, wenn sich ein vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) angeordnetes Pilotprojekt als nicht wirksam herausstellt und ggf. weitere Maßnahmen angeordnet werden.

§ 5 Abs. 2b WindSeeG-Ref sieht vor, dass für die Ermittlung der besonderen Sensibilität eines Gebiets alle verhältnismäßigen Instrumente und Datensätze zu nutzen sind.

- Der BWO bittet um Klarstellung, worum es sich bei „verhältnismäßigen Instrumenten“ nach **§5 Abs. 2b WindSeeG-Ref** handelt und ob insbesondere Voruntersuchungen geplant sind.
- Wir empfehlen zudem, dass die Flächen auf einer flächenspezifischen Datengrundlage ausgewählt werden, um Risiken für den Projektierer zu reduzieren.

2.2. Rechtliche Klarstellung hinsichtlich der Geltung des § 14 a WindSeeG-Ref (Ergänzende Kapazitätszuweisung)

§ 14a Abs. 2 WindSeeG-Ref definiert, dass die Bundesnetzagentur über einen Antrag auf ergänzende Kapazitätszuweisung innerhalb von drei Monaten entscheidet, sofern das Repowering einer Windenergieanlage auf See nicht zu einer Erhöhung der Kapazität einer Anlage um mehr als 15 Prozent führt. Dies gilt nach **§14 a Abs. 2 WindSeeG-Ref** nicht bei begründeten Sicherheitsbedenken oder einer technischen Inkompatibilität mit Netzkomponenten.

- Hinsichtlich **§ 14a Abs. 2 WindSeeG-Ref** ist klarzustellen, ob die Entscheidungsfrist auch für bereits laufende Verfahren für Kapazitätszuweisungen gilt und woraus sich eine Antragspflicht ergibt. Bislang sah der Abs. 1 keine Antragspflicht vor. Stattdessen hat die Bundesnetzagentur ein Verfahren von Amts wegen im Jahr 2022 eingeleitet, das bislang nicht abgeschlossen ist.
- Der BWO bittet um Klarstellung, welche begründeten Sicherheitsbedenken in Betracht kommen sollen.

2.3. Möglichkeit für Optimierung des § 68 WindSeeG-Ref (Planfeststellungsverfahren)

- Der BWO begrüßt die formalisierte Vollständigkeitsprüfung gem. **§ 68 Abs. 2 WindSeeG-Ref**, wenn das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) nach 60 Tagen keine Nachforderung gestellt hat.
- Aus Gründen der Nachhaltigkeit und zur Reduzierung von bürokratischen Mehraufwänden empfehlen wir das Antragsverfahren vollständig digital zu gestalten.
- Der BWO empfiehlt in **§ 68 Abs. 3 aa WindSeeG-Ref** eine Änderung von „Der Träger kann den Plan [...] in elektronischen Formaten einreichen.“ zu „Der Träger muss den Plan [...] in elektronischen Formaten einreichen.“

2.4. Rechtliche Definition des § 69 WindSeeG-Ref (Planfeststellungsbeschluss, Plangenehmigung) klarstellen

- Hinsichtlich **§ 69 Abs. 4 Satz 1 WindSeeG-Ref** bittet der BWO um Klarstellung, dass auch für Plangenehmigungsverfahren nach **§70 WindSeeG-Ref** die Fristen zur Bestätigung der Vollständigkeit der Antragsunterlagen gem. **§68 Abs. 2 WindSeeG-Ref** gelten und mit Ablauf der Frist bzw. der Bestätigung der Antragsunterlagen das Plangenehmigungsverfahren offiziell beginnt.
- Zudem weist der BWO darauf hin, dass der Verfahrensbeginn des Plangenehmigungsverfahrens nicht hinreichend klar definiert ist. Die Referenz auf **§68 Abs. 2 Satz 7 WindSeeG-Ref** und **§ 70a Abs. 1 Satz 2 WindSeeG-Ref** ist nicht hinreichend klargestellt.
- Hinsichtlich **§ 69 Abs. 13 WindSeeG-Ref** weist der BWO darauf hin, dass eine Datenabgabe an die Behörde ohnehin verpflichtend ist. Der BWO empfiehlt die Streichung, um Redundanzen im Gesetzestext zu vermeiden.
- Hinsichtlich **§ 69 Abs.13 WindSeeG-Ref** weist der BWO darauf hin, dass die Untersuchungen der Meeresumwelt erhebliche Kosten verursachen, die der jeweilige Projektierer trägt. Eine Zusammenarbeit hinsichtlich der Umweltuntersuchungen ist im Allgemeinen sinnvoll. Dies wäre jedoch bilateral zwischen zwei oder mehreren Vorhabenträgern ohne gesetzliche Verpflichtung zu regeln (Clusteruntersuchungen).
- Der BWO empfiehlt, dass im Falle einer Datenabgabe nach **§ 69 Abs. 13 WindSeeG-Ref** Kompensationszahlungen geregelt werden müssen.

2.5. Ausnahmeregelungen bei Betroffenheit eines Nachbarlandes klar regeln

§ 70a Abs. 2 Satz 2 WindSeeG-Ref macht eine Klarstellung erforderlich, wann die Errichtung oder der Betrieb „voraussichtlich erhebliche Auswirkungen auf die Umwelt eines anderen Mitgliedsstaats“ hat und die Befreiung von der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) und der artenschutzrechtlichen Prüfung nicht greift.

- Der BWO macht auf die Notwendigkeit einer Konkretisierung aufmerksam, ob dies nur der Fall ist, wenn der Mitgliedstaat einen Antrag gestellt hat oder bereits aufgrund anderer Auslöser. Hier ist die Erheblichkeitsschwelle spezifisch für Offshore-Projekte zu definieren.
- Der BWO bittet um Konkretisierung, wie „erhebliche Umweltauswirkungen“ zu definieren sind.

2.6. Höhe der Ausgleichszahlung präzisieren

§ 70a Abs. 5 WindSeeG-Ref regelt den finanziellen Ausgleich für nationale Artenschutzprogramme. Eine Ausgleichszahlung, die jährlich für die Dauer des Betriebes einer Windenergieanlage zu zahlen ist, beträgt maximal 500.000 EUR pro Jahr.

- Der BWO macht auf die Notwendigkeit einer Konkretisierung aufmerksam, dass die Zahlung auf maximal 500.000 EUR je Vorhaben bzw. je Projekt (Windpark) und pro Jahr begrenzt ist. Andernfalls entstehe eine Deutungsunsicherheit, ob die Zahlung je Windenergieanlage und pro Jahr zu leisten sei.
- Der BWO weist darauf hin, dass die Kriterien zu definieren sind, wonach sich die Höhe der Ausgleichszahlungen bemisst.
- Aus Sicht des BWO ist zu definieren, wie die Entwicklungen im Laufe der Betriebszeit angerechnet werden, die z.B. zu einer Minderung der Auswirkungen beitragen (z.B. durch neue technische Entwicklungen). In diesem Kontext ist außerdem zu festzulegen, wie Ausgleichszahlungen über die Dauer des Betriebs minimiert werden können.
- Der BWO bittet um Klarstellung, dass die positiven meeresbiologischen Entwicklungen (z.B. Ansiedlung besonderer Arten) angerechnet werden.

2.7. § 72a WindSeeG Befristung nicht verlängern

Der § 72a WindSeeG 2023 regelt, ob eine UVP und eine nachgelagerte Artenschutzprüfung gefordert wird. Bei einer Antragsstellung auf Planfeststellung vor dem 30. Juni 2024 wird keine UVP und eine nachgelagerte Artenschutzprüfung (im Betrieb) durchgeführt.

Im § 72a WindSeeG-Ref wurden keine Anpassung vorgenommen.

- Der BWO empfiehlt, dass diese Regel nicht über den 30. Juni 2024 hinaus verlängert wird, da diese Regelung nicht sachgerecht und zu starr ist.

3. Weitere Anpassungsbedarfe zur Zielerreichung im WindSeeG

Beschleunigungsmaßnahmen können ein wichtiger Beitrag zur Erreichung der Ausbauziele sein. Angesichts zunehmender Herausforderungen in der Wertschöpfungskette gewinnen Maßnahmen zur Schaffung von Rechts- und Investitionssicherheit an Bedeutung, die durch den jetzt vorgelegten Referentenentwurf nicht aufgenommen werden. Die Branche hat hingegen einen großen Änderungsbedarf bei den derzeit im Gesetz verankerten Realisierungsfristen identifiziert (Kapitel 3.1, 3.2. und 3.3), die in der Kabinettsfassung mit aufgenommen werden sollten.

3.1. Erbringung des Nachweises der technischen Betriebsbereitschaft nach 12 Monaten

Im **§ 81 Abs. 2 S.1 Nr. 5 WindSeeG 2023** sollte der Zeitpunkt für die Erbringung des Nachweises der technischen Betriebsbereitschaft künftig erst 12 Monate nach Herstellung des Netzan schlusses erbracht werden müssen.

a. Gründe für den Änderungsbedarf

Der jeweils gültige Flächenentwicklungsplan (FEP) sieht vor, dass die zum OWP gehörige Netzanbindung in der Regel im dritten Quartal des Zieljahres fertiggestellt werden soll. In Kombination mit **§ 81 Abs. 2 S. 1 Nr. 5 WindSeeG 2023**, der die Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft sechs Monate nach der Fertigstellung der Netzanbindung vorsieht, führt dies dazu, dass die Frist zum Erreichen der technischen Betriebsbereitschaft des OWP in den Winterquartalen abläuft, also in Q4 des Zieljahres und in Q1 des Folgejahres.

Dies ist für die Errichtungsphase wetterbedingt der schlechteste Zeitraum und birgt die Gefahr, dass es hier zu einer Verfehlung der Realisierungsfrist und damit dem automatischen Entzug der Projektrechte samt Pönalenzahlung kommt. Es droht somit nicht nur ein immenser wirtschaftlicher Schaden für den OWP-Betreiber, sondern eine veritable Ausbaulücke von mehreren Jahren, was sich dann in der Verfehlung der Ausbauziele niederschlagen wird. Eine Installation vor Fertigstellung der HGÜ-Verbindung ist hingegen mit Gefahren für die Anlagensicherheit und die Umwelt verbunden und sollte daher nicht als Regelfall vorausgesetzt werden.

3.2. Stufenweises Anwachsen der Pönale in Relation zur Dauer der Verzögerung

Wir schlagen vor, ein stufenweises Anwachsen der Pönale in Relation zur Dauer der Verzögerung einzuführen (z.B. 0,5 % pro Tag). Eine tageweise Erhöhung der Pönale entspricht dem allgemeinen Wirtschaftswesen. So werden bei Bauverträgen tageweise Pönale vereinbart, ebenso fallen bei Zahlungsverzügen tageweise Verzugszinsen an.

a. Gründe für den Änderungsbedarf

Die Sanktionen bei Nichteinhaltung der Realisierungsfristen sind in **§ 82 WindSeeG 2023** festgesetzt. **§ 82 Abs.2 WindSeeG 2023** regelt hier die Höhe der zwangsweisen zu verhängenden Pönale. Die derzeitige „Ganz-oder-gar-nicht“-Lösung ist nicht verhältnismäßig.

So führt auch nur ein Tag Verspätung bei den **§ 81 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 und Nr. 2 WindSeeG 2023** zum hundertprozentigen Verlust der Sicherheiten zzgl. des Zuschlagsentzug, mithin zum Totalverlust des Projektes.

Ein unmittelbarer Totalverlust von Projektrechten bei einem Tag Verzug ist der Rechtsordnung fremd. Der potenzielle Verlust stellt bedeutende Investitionsrisiken dar, die auf Investorensseite auf Ablehnung stoßen werden.

3.3. Abschaffung des zwangsweisen Widerrufs des Zuschlages

§ 82 Abs. 3 WindSeeG 2023 sieht vor, dass die Bundesnetzagentur (BNetzA) einen Zuschlag bei Nichteinhalten bestimmter Fristen grundsätzlich widerrufen **muss**. Durch diese Pflicht zum Widerruf hat die BNetzA den Entzug zu vollziehen, auch wenn dies durch Rückbau, Neuausschreibung und Neubau ein Verzug von fünf bis zehn Jahre für die Fläche bedeutet. Dies ist weder politisch noch wirtschaftlich sinnvoll. Die Regelung sollte durch eine „Kann-Regelung“ ersetzt werden, die auf die Umstände des Einzelfalls abstellt.

Die Einhaltung von Realisierungsfristen ist nicht allein vom Projektierer abhängig. Die globale Lieferketten werden auf absehbare Zeit angespannt bleiben. Vollkommen unklar ist, was in so einem Fall mit dem nahezu fertig gestellten Windpark passieren soll.

Im Gesetz verbleiben muss dagegen die jetzige Vorschrift des **§ 82 Abs. 3 Satz 2 WindSeeG 2023**, die regelt, dass Verstöße gegen die vollständige Inbetriebnahme auch weiterhin nur den Anteil der nicht fertiggestellten Windenergieanlagen betreffen können.

Wir weisen außerdem darauf hin, dass die Vorschriften des **§ 83 WindSeeG 2023** den diagnostizierten Änderungsbedarf in den **§§ 81 und 82 WindSeeG 2023** nicht entfallen lassen.

§ 83 Abs. 1 WindSeeG 2023 regelt zwar im Grundsatz, in welchen Fällen Pönalen nicht zu leisten sind und unter welchen Umständen die Bundesnetzagentur den Zuschlag nicht widerrufen muss. Allerdings wird das Verschulden des Bieters nach **§ 83 Abs. 2 WindSeeG 2023** stets vermutet. Dies bedeutet, dass der Nachweis eines unverschuldeten Verpassens der Realisierungsfristen nahezu unmöglich ist.

Wir empfehlen, den Absatz **§ 83 Abs. 2 WindSeeG 2023** zu streichen. Die dort beschriebene Beweislastumkehr ist unseres Erachtens unverhältnismäßig und zu streng. Es sollte die Unschuldsvermutung gelten, und die zuständige Behörde sollte wenigstens Gründe anführen müssen, warum sie davon ausgeht, es läge ein Verschulden im Sinne des **Abs. 1** vor.

Wir empfehlen daher, dass der OWP-Betreiber nur dann keine Ausnahme in Anspruch nehmen kann, wenn er die Verzögerung verschuldet hat.

3.4. Win-Limit: Begrenzung der bezuschlagbaren Flächen pro Bieter einführen

a. Änderungsbedarf

Jeder Bieter sollte maximal für eine Fläche je Jahr und pro Flächenkategorie (zentral voruntersucht/ nicht zentral voruntersucht) den Zuschlag erhalten.

Im dynamischen Verfahren (nicht zentral voruntersuchte Flächen) sollten Bieter nur auf eine Fläche pro Runde bieten dürfen, wobei ihnen erlaubt werden sollte, von Runde zu Runde auch zwischen den Flächen zu wechseln.

Die Auktion endet demzufolge, wenn es pro Fläche nur noch einen Bieter gibt.

b. Gründe für den Änderungsbedarf

Die Begrenzung der Zuschlagsmenge pro Bieter dient dem Erhalt der Akteursvielfalt. Dies liegt nicht nur im Interesse der Entwickler, die an dem Markt partizipieren wollen, sondern auch im Interesse der vor- und nachgelagerten Wertschöpfungskette und einer hohen Innovationsdynamik. Durch die Vielzahl an bezuschlagten Offshore Unternehmen wird ein Beitrag zu einem Wettbewerb um den günstigen Strompreis für die deutsche Industrie geleistet. Die Möglichkeit, rundenweise zwischen den Flächen zu wechseln, erlaubt eine effiziente Flächenallokation bei einer Begrenzung auf einer Fläche pro Bieter.

3.5. Nutzung der Einnahmen aus den Ausschreibungen zur Flankierung des Ausbaus

Angesichts der drängenden industriepolitischen Herausforderungen empfehlen wir für die ab 2024 durchgeführten Ausschreibungen eine breitere und zielgerichtete Nutzung der finanziellen Mittel. Hierfür sollte die über das Haushaltsfinanzierungsgesetz 2024 im WindSeeG verankerte Transformationskomponente aktiv für industriepolitische Maßnahmen im Offshore-Bereich genutzt werden.

In Frage kommen:

- Die Erhöhung des Hafentlastenausgleichs zum Ausbau der notwendigen Hafeninfrastruktur.
- Die Finanzierung von vergünstigten Krediten für Investitionsmaßnahmen zur Steigerung der Produktionskapazitäten von Komponenten für den Ausbau.
- Der Auf- und Aufbau einer hochwertigen Rettungsinfrastruktur.
- Aufbau einer Job-Plattform und Offshore-Academy zur Qualifikation von Fachkräften.
- Stärkung von Forschung und Entwicklung.

3.6. Rechtsklarheit und höhere Verbindlichkeit der Gebote schaffen

a. Änderungsbedarf

Die Branche benötigt rechtliche Klarheit, welche Anteile der Gebotskomponente im Fall einer Nicht- Realisierung rückerstattet werden müssen bzw. ebenfalls dauerhaft verloren sind. Unserer Auffassung nach dürfen bereits geleistete Zahlungen bei Nicht-Realisierung des Bezuschlagten nicht zurückgefordert werden können und müssen als „versunkene Kosten“ dauerhaft für den erfolgreichen Bieter „verloren sein“ (wenn er die Nicht-Realisierung zu vertreten hat). Demzufolge sollten erfolgreiche Bieter keinen Anspruch auf Rückzahlung der laut § 58 Wind-SeeG innerhalb von zwölf Monaten zu entrichtenden Meeresnaturschutz und Fischereikomponente haben.

b. Gründe für den Änderungsbedarf

Aktuell ist im WindSeeG nicht hinreichend klar geregelt, ob bereits geleistete Zahlungen der Gebotskomponente ggf. rückerstattet werden bzw., ob und in welcher Höhe die Gebotskomponente auch dann anfällt, wenn das Projekt ganz oder teilweise nicht realisiert wird. Dies kann sich auf die Risikobewertung und das Gebotsverhalten der Bieter auswirken. Die vorgeschlagene Klarstellung führt dazu, dass ein signifikanter Teil der Gebotskomponente im Rahmen der FID als versunkene Kosten betrachtet werden muss, wodurch die Realisierungswahrscheinlichkeit signifikant steigt.

3.7. Präzisierung der qualitativen Kriterien der zentral voruntersuchten Flächen

Mit dem **WindSeeG 2023** wurden im **§ 53 Abs.1** das Gebotskriterium „Verhältnis der Auszubildenden zu den sozialversicherungspflichtig Beschäftigten zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe“ eingeführt. Für dieses Kriterium sollte zukünftig gelten.

- Die Auszubildendenquote muss am Tag der kaufmännischen Inbetriebnahme in dem konkreten OWP-Projekt nachweisbar beschäftigt sein.
- Da die geplanten Offshore-Projekte temporär auch auf Arbeitskräfte aus anderen EU/Nicht-EU-Ländern zugreifen, darf keine Beschränkung auf in Deutschland sozialversicherungspflichtige Beschäftigte erfolgen.
- Es sollen die für eine Projektumsetzung relevanten Ausbildungsberufe gewertet werden.
- Für die Definition der relevanten Berufe erhält die Bundesnetzagentur eine Regelungskompetenz. Wir empfehlen, dass die BNetzA sich für die Festlegung dieser Liste eng mit der Branche abstimmt.

Nach jetziger Rechtslage zielt das Kriterium auf das „*Verhältnis der Auszubildenden zu den sozialversicherungspflichtig Beschäftigten zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe*“ ab.

Das sagt aber nichts darüber aus, ob durch das Projekt im Falle eines Zuschlages zusätzliche Stellen geschaffen werden. Die gewünschte Steuerungswirkung, welche sich die Politik von der Einführung des Kriteriums erhofft hatte, bleibt somit derzeit aus. Dies soll durch die vorgeschlagenen Maßnahmen korrigiert werden.

4. Investitionssicherheit im Energiewirtschaftsgesetz stärken

Durch ein öffentliches Schreiben des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) an die Bundesnetzagentur (BNetzA) wurde am 26. Januar 2024 bekannt, dass sich die Netzan-schlüsse für vier OWP mit einer Gesamtkapazität von sechs Gigawatt in der Nordsee um bis zu zwei Jahre gegenüber den im geltenden Flächenentwicklungsplan genannten Zeitpunkt ver-zögern. Die Verzögerungen werden mit Engpässen in der Lieferkette begründet.

Der BWO hat schon lange auf das Risiko der jetzigen Regelungen zum Netzananschluss der OWP im Energiewirtschaftsgesetz aufmerksam gemacht und den dortigen Änderungsbedarf be-schrieben. Folgende drei Maßnahmen müssen jetzt endlich ergriffen werden, **um die Investi-tionssicherheit der Bieter im Auktionsverfahren und der künftigen Betreiber zu bewahren.**

4.1. Im FEP genannten Fertigstellungstermin für Netzanbindungen verbindlich machen

a. Änderungsbedarf

Der im Flächenentwicklungsplan genannte (quartalsweise bestimmte) Fertigstellungstermin der Netzanbindung muss von Anfang an verbindlich sein. Der **Fertigstellungstermin der Netz-anbindung** ist für die Realisierung eines Offshore-Windparks (OWP) einer der entscheidenden Faktoren. Für die Sicherstellung der ambitionierten Ausbauziele des **WindSeeG 2023** für Offs-hore-Wind sind die möglichst frühzeitige und **verbindliche Festlegung** und die **fristgemäße Um-setzung der angekündigten Netzanbindungen** die entscheidende Voraussetzung.

b. Derzeitige Rechtslage

Aktuell wird der Fertigstellungstermin der Netzanbindung zwar vor der Gebotsabgabe bekannt gegeben, **allerdings erst 36 Monate vor Fertigstellungsende verbindlich. § 17d Abs. 1 EnWG 2023** stellt zwar zunächst fest, dass anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber die Offshore-Anbindungsleitungen entsprechend den Vorgaben des Netzentwicklungsplans und des Flächenentwicklungsplans zu errichten und zu betreiben haben.

§ 17d Abs. 2 S. 8 EnWG 2023 schränkt dann aber ein, dass der Fertigstellungstermin erst 36 Monate vor seinem Datum verbindlich wird: „36 Monate vor Eintritt der voraussichtlichen Fertig-stellung werden die bekannt gemachten Fertigstellungstermine jeweils verbindlich.“

c. Gründe für den Änderungsbedarf

Diese Regelung geht zu Lasten des Betreibers, der seinerseits innerhalb der bestehenden Rea-lisierungsfristen realisieren muss. Denn bis zum Zeitpunkt des Verbindlichwerdens der Fertig-stellungstermine müssen OWP-Betreiber bereits wesentliche Terminentscheidungen getroffen und teils Aufträge mit signifikanten Investitionssummen erteilt haben. Das Risiko von Projekt-verzögerungen, welche in der Verantwortlichkeit des ÜNB liegen, wirkt sich direkt auf den Pro-jektzeitplan des Betreibers aus. Dieser Zustand muss daher beseitigt werden.

Mit Blick auf die Finanzierung des OWP gilt, dass mögliche Investoren in der Regel nicht bereit sind, allein auf Basis des **vorläufigen Fertigstellungstermins** verbindliche Finanzierungszusagen und Investitionen zu tätigen, da sie befürchten müssen, dass der Fertigstellungstermin verschoben wird. Ein ganz erheblicher Finanzierungsbedarf für die Projekte besteht bereits in einem frühen Stadium, nicht erst drei Jahre vor Fertigstellung der Netzanbindung.

Neben der Notwendigkeit **der frühen Verbindlichkeit des Fertigstellungstermins** ist auch zu beachten, dass der Fertigstellungstermin ein wichtiger Anknüpfungspunkt für die Bemessung der meisten Realisierungsfristen (§ 81 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 – 5 WindSeeG 2023 betreffend) und auch der Entschädigungsregelung für den verzögerten Netzanschluss nach § 17e Abs. 2 EnWG ist. Beide Ereignisse (Einhaltung der Realisierungsfristen und mögliche Entschädigung bei verzögertem Netzanschluss) sind entscheidende Elemente bei der wirtschaftlichen Gesamtbetrachtung eines OWPs. **Der OWP-Betreiber (der Gewinner der Ausschreibung) braucht zu einem möglichst frühen Zeitpunkt Rechts- und Planungssicherheit für die Umsetzung seiner Projekte, daher ist die Verbindlichkeit der Fertigstellungstermine für ihn zentral.**

Daher darf dieser von den ÜNBs in der Umsetzung zu verantwortender Termin nicht entschädigungslos verschoben werden können. Ist eine Verschiebung unausweichlich, so muss dies mit der Übernahme des beim OWP-Betreiber entstehenden Schadens einhergehen. Dies sollte auch für die dem OWP entstehenden Mehrkosten im Falle eines durch den ÜNB verschobenen Kabeleinzugsfensters gelten, denn auch hier können dem OWP-Betreiber erhebliche Mehrkosten entstehen, die allein aus Verspätungen in der der Verantwortlichkeit des ÜNB resultieren.

Hinzu kommt, dass es vor dem Hintergrund der nun zum Standard erklärten Direktanschluss-systeme, in denen der Bau einer Umspannplattform des Betreibers entfällt und der OWP direkt an den Konverter des ÜNB angeschlossen wird, nicht nur zu einem erhöhten Abstimmungsbedarf zwischen dem ÜNB und dem OWP kommt. Konnte der OWP in der Variante mit Umspannplattform bisher die bauliche Fertigstellung aller Komponenten des Windparks sicherstellen, ohne von Leistungen des ÜNB abhängig zu sein, ist der OWP nun vom terminlich abgestimmten Vorhandensein der Konverterstation im Baufeld und den erforderlichen Vorbereitungen des ÜNB für den Kabeleinzug der Innerparkverkabelung abhängig. Auch hier ist ein verbindlicher Fertigstellungstermin sowie ein verbindlich abgestimmter sinnvoller Termin (vor der Fertigstellung der Netzanbindung) für den Kabeleinzug auf der Konverterplattform ein zentraler Bestandteil der Abmachungen.

Daher sollten die im FEP festgelegten Inbetriebnahme-Zeitpunkte **ab Zuschlagserteilung** der Fläche zu **verbindlichen Fertigstellungsterminen** im Sinne des § 17d EnWG bzw. § 81 WindSeeG 2023 erklärt werden. Die derzeit mögliche Verschiebung des Fertigstellungstermins ohne Entschädigung muss gestrichen werden.

4.2. Selbstbehalte bei Verzögerung der Netzanbindung streichen

a. Änderungsbedarf

Wir empfehlen, sowohl die zeitlichen als auch die finanziellen Selbstbehalte der OWP-Betreiber, die derzeit in § 17e Abs. 2 S. 1 EnWG für die Fälle der Verzögerung der Netzanbindung vorgesehen sind, zu streichen.

b. Derzeitige Rechtslage

Nach geltender Rechtslage beträgt der **zeitliche Selbstbehalt** der OWP-Betreiber bei Verzögerungen der Offshore-Netzanbindung für neue Projekte 90 Tage (§ 17e Abs. 2 EnWG) und der **finanzielle Selbstbehalt** 10 % (§17e Abs. 1 EnWG).

Betreiber erhalten im Falle der Netzanschlussverzögerung somit erst ab dem 91. Tag, an dem die Netzanbindung nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin verzögert ist (zeitlicher Selbstbehalt), eine Entschädigung von lediglich 90 % (finanzieller Selbstbehalt) der entgangenen Einspeisevergütung bzw. des Monatsmarktwertes.

Weitere Schadenersatzansprüche des Betreibers, z.B. wegen Baumehrkosten aufgrund der Verzögerungen, bleiben gesetzlich entgegen allgemeinen zivilrechtlichen Grundsätzen ausgeschlossen.

c. Gründe für den Änderungsbedarf

Die 90-Tage-Regelung führt im Ergebnis dazu, dass eine Verzögerung der Netzanbindung um drei Monate für die ÜNB völlig folgenlos bleibt. Zudem werden die OWP-Betreiber in ihrer Planung erheblichen Risiken ausgesetzt.

Als Begründung wurde bei der Einführung der finanziellen und zeitlichen Selbstbehalte angeführt, dass aufgrund verkürzter Projektlaufzeiten die Risiken bei den ÜNB vergrößert seien. Zudem wurden sie im Jahre 2012 damit begründet, dass der Betreiber am „unternehmerischen Risiko“ des ÜNBs beteiligt werden soll, da dieser „mit hohem Tempo und unter Einsatz neuer Technologien“ die Anbindungen vorantreiben müsse (s. BT-Drs. 17/10754, S. 27). Die Regelung war wirtschaftsrechtlich fragwürdig und unausgeglichen, da die OWPs für ihre Investitionen die gleichen Risiken haben. Selbst wenn der ursprünglichen Begründung des Gesetzgebers weiterhin gefolgt würde, wären die Selbstbehalte zukünftig nicht mehr gerechtfertigt, **da es sich jetzt nicht mehr um neue Technologien handelt**, sondern von zwischenzeitlich standardisierten Bauweisen/ Anschlussbedingungen ausgegangen werden kann.

Im Jahre 2020 erfolgte dann eine Verschärfung der Regelung auf den heutigen Wortlaut („ab dem 91. Tag“). Die Gesetzesbegründung zur Erhöhung von elf auf 91 Tage ist wenig überzeugend. Dort heißt es, dass die Anpassung vor dem Hintergrund der damaligen Verkürzung der Realisierungsfristen der OWP erfolgen soll.

Laut Ausschussdrucksache (s. BT-Drs. 19/24039, S. 31) steige aufgrund der zunehmend parallelisierten Vorgänge für den ÜNB das Risiko, dass der verbindliche Fertigstellungstermin aufgrund unvorhergesehener Umstände nicht eingehalten werden könne. Die Verschiebung des Beginns der Entschädigungspflicht verhindere, so die Begründung, dass die Beschleunigung des Verfahrens Entschädigungszahlungen auslöst, wenn die Beschleunigung nicht erfolgreich ist.

Dem Grunde nach wird dem OWP also neben den Realisierungsfristen und den damit verbundenen Sanktionen eine weitere Strafe aufgebürdet, nämlich die des Verzugs des ÜNB, für den der OWP keine Verantwortung trägt. Gerade vor dem Hintergrund des gesetzlich vorgesehenen Ausschlusses sonstiger Vermögensschäden führt dieser Punkt zu einer nicht hinnehmbaren Risikoallokation.

4.3. Verpflichtung zur Abstimmung eines Realisierungsfahrplanes

a. Änderungsbedarf

Es sollte eine **Verpflichtung zur Abstimmung eines Realisierungsfahrplans** des anbindungsverpflichteten ÜNB und des bezuschlagten OWP-Betreibers mit einer konkreten Frist von 6 Monaten nach Bezuschlagung der Fläche in **§ 17d Abs. 2 S. 4 EnWG** eingeführt werden.

Zudem sollten die dort festgehaltenen Realisierungsmeilensteine und deren Erfüllung im Zuge des quartalsweisen Monitoringberichtes der BNetzA zum Stromnetzausbau oder des Netzausbau Controllings des BMWK erfasst und veröffentlicht werden.

b. Derzeitige Rechtslage

§ 17d Abs. 2 S. 4ff. EnWG bestimmt, dass „nach Bekanntmachung der voraussichtlichen Fertigstellungstermine [...] der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber mit den Betreibern der Windenergieanlage auf See, die [...] gemäß [...] des Windenergie-auf-See-Gesetzes einen Zuschlag erhalten haben, einen Realisierungsfahrplan abzustimmen, der die zeitliche Abfolge für die einzelnen Schritte zur Errichtung der Windenergieanlage auf See und zur Herstellung des Netzanschlusses enthält“.

c. Gründe für den Änderungsbedarf

Die bestehende Regelung zur Erstellung eines gemeinsamen Realisierungsfahrplans des anbindungsverpflichteten ÜNB und des bezuschlagten OWP-Betreibers nach **§ 17d Abs. 2 S. 4ff. EnWG** wird in der Praxis aufgrund einer fehlenden Fristsetzung und Überwachungsregelung, nur unzureichend umgesetzt. Die bestehende Regelung sollte daher mit einer Befristung verbindlicher gemacht und die Erfüllung der Vorgaben transparent gemacht werden.

Kontakt

Manuel Battaglia
Christopher Hell
Bundesverband Windenergie Offshore e.V.
Spreeufer 5
10178 Berlin
info@bwo-offshorewind.de
Tel.: +49 30 28 44-4650