

20. Wahlperiode



Deutscher Bundestag

Ausschuss für Klimaschutz und
Energie

Ausschussdrucksache **20(25)632**

3. Juni 2024

Stellungnahme

Bundesverband der Windenergie Offshore e.V. (BWO)

Gesetzentwurf der Bundesregierung
**Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung der EU-Erneuerbaren-Richtlinie in
den Bereichen Windenergie auf See und Stromnetze und zur Änderung des
Bundesbedarfsplangesetzes**
BT-Drucksachen 20/11226, 20/11558

Siehe Anlage

STELLUNGNAHME

A photograph of an offshore wind farm under construction. In the foreground, a large white wind turbine stands on a yellow pile. In the background, a pink construction vessel is positioned on the water, with a crane lifting a component onto another turbine's pile. The sky is clear and blue, and the water is a calm, light blue-green.

des
Bundesverbands der Windenergie Offshore e.V. (BWO)

zum
Gesetzentwurf der Bundesregierung
„Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung der EU-Erneuerbaren-
Richtlinie in den Bereichen Windenergie auf See und Strom-
netze und zur Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes“
(BT-Drs. 20/11226, 20/11558)

1	ZUSAMMENFASSUNG DER BWO-STELLUNGNAHME	3
2	ZENTRALE HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN	4
2.1	OPTIONALE UMWELTVERTRÄGLICHKEITSPRÜFUNG ERMÖGLICHEN	4
2.2	GESETZGEBERISCHE ÄNDERUNGEN WÄHREND LAUFENDER AUSSCHREIBUNGEN GRUNDSÄTZLICH VERMEIDEN	4
2.3	REALISIERUNGSFRISTEN FÜR OWP IM WINDSEEg NEU REGELN	4
2.4	INVESTITIONSSICHERHEIT IM ENERGIEWIRTSCHAFTSGESETZ STÄRKEN	4
2.5	WASSERSTOFFERZEUGUNG AUF SEE IM ÜBERRAGENDEN ÖFFENTLICHEN INTERESSE ZU BEGRÜßEN	5
3	WEITERER ÄNDERUNGSBEDARF AM GESETZENTWURF	6
3.1	§ 5 WINDSEEg-ENTWURF – VERHÄLTNISSMÄßIGKEIT VON ABSCHALTUNGS- UND MINDERUNGSMAßNAHMEN BEACHTEN	6
3.2	§ 14A WINDSEEg-ENTWURF – ERGÄNZENDE KAPAZITÄTSZUWEISUNG / KLARSTELLUNGSBEDARF	6
3.3	§ 69 WINDSEEg-ENTWURF – BEGINN PLANFESTSTELLUNGSVERFAHREN / RECHTLICHE DEFINITION	7
3.4	§ 70A Abs. 2 WINDSEEg-ENTWURF – UVP-PFLICHT BEI BETROFFENHEIT EINES NACHBARLANDES KLAR REGELN	7
4	WEITERE ANPASSUNGSBEDARFE ZUR ZIELERREICHUNG IM WINDSEEg	9
4.1	FRISTEN UND PÖNALEN	9
4.1.1	NACHWEIS DER TECHNISCHEN BETRIEBSBEREITSCHAFT	9
4.1.2	PÖNALISIERUNG BEI FRISTVERLETZUNGEN	9
4.1.3	STREICHUNG DES ZWANGSWEISEN ZUSCHLAGSENTZUGS	10
4.2	INVESTITIONSSICHERHEIT IM ENERGIEWIRTSCHAFTSGESETZ STÄRKEN	11
4.2.1	IM FEP GENANNTE FERTIGSTELLUNGSTERMIN FÜR NETZANBINDUNGEN VERBINDLICH MACHEN	11
4.2.2	SELBSTBEHALTE BEI VERZÖGERUNG DER NETZANBINDUNG STREICHEN	12
4.2.3	VERPFLICHTUNG ZUR ABSTIMMUNG EINES REALISIERUNGSFAHRPLANES	13

1 Zusammenfassung der BWO-Stellungnahme

Am 27.03.2024 hat das Bundeskabinett den Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung der EU-Erneuerbaren-Richtlinie (Renewable Energy Directive - RED III) im Bereich Windenergie auf See und Stromnetze beschlossen. Die RED III verpflichtet die Mitgliedstaaten sog. Beschleunigungsgebiete auch für Offshore Windparks (OWP) auszuweisen. Für Projekte innerhalb dieser Beschleunigungsgebiete soll zukünftig die Umweltverträglichkeitsprüfung und die FFH-Verträglichkeitsprüfung entfallen. Damit sind auch Erleichterungen im EU-Artenschutzrecht verbunden, sofern Minderungsmaßnahmen bei der Projektrealisierung umgesetzt werden.

Mit dem vorliegenden Gesetzentwurf sollen nun u.a. Beschleunigungsflächen für die OWPs in das Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) in deutsches Recht überführt werden. Der Bundesverband der Windenergie Offshore (BWO) begrüßt, dass die Bundesregierung den Beschleunigungsimpuls der Europäischen Union zeitnah aufnimmt und die gesetzgeberischen Barrieren für den OWP-Ausbau schnell beseitigen möchte.

Der BWO betont weiterhin, dass die angestrebte Beschleunigung immer mit der Schaffung der Akzeptanz und insbesondere der Naturverträglichkeit des Offshore-Wind-Ausbaus in Einklang gebracht werden muss. Zudem sollte stets die Schaffung bzw. Sicherung der Rechts- und Investitionssicherheit im Mittelpunkt der Betrachtung stehen.

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

2 Zentrale Handlungsempfehlungen

2.1 Optionale Umweltverträglichkeitsprüfung ermöglichen

Die projektierenden Unternehmen/ Investoren sollten auch weiterhin die Möglichkeit haben, eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen und in das Genehmigungsverfahren einzubringen. Der BWO empfiehlt daher grundsätzlich, eine Kann-Bestimmung in das Gesetz aufzunehmen. Die UVP ist in der Genehmigungspraxis etabliert und trägt wesentlich zur Erhöhung der Akzeptanz des OWP-Ausbaus bei und hat in der Vergangenheit zur Rechts- und Investitionssicherheit der Offshore-Projekte beigetragen.

Eine Beschleunigung des Ausbaus der Offshore-Windkraft in Deutschland wird durch den Wegfall der UVP nicht gesehen, da nicht das Genehmigungsverfahren, sondern die Lieferkette der Offshore-Komponenten und vor allem der Netzausbau die limitierenden Faktoren sind.

Für den Fall, dass der Erhalt der Kann-Vorschrift aus europarechtlichen Gründen nicht durchsetzbar ist, empfiehlt der BWO entsprechende Alternativoptionen zu prüfen:

- Vorhabenträgern sollte die Möglichkeit eingeräumt werden, zukünftig auf freiwilliger Basis optionale Umweltunterlagen einzureichen.
- Aufnahme einer Verpflichtung des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), optionale Umweltunterlagen im Rahmen des Überprüfungsverfahrens zu berücksichtigen.

2.2 Gesetzgeberische Änderungen während laufender Ausschreibungen grundsätzlich vermeiden

Änderungen am Genehmigungsverfahren (Beschleunigungsflächen) sollten für die bereits begonnenen Ausschreibungen für das Jahr 2024 für zentral voruntersuchte und nicht zentral voruntersuchte Flächen nicht vorgenommen werden. In laufenden Verfahren sorgen Veränderungen für Unsicherheiten und viele Fragen.

2.3 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.

2.4 Investitionssicherheit im Energiewirtschaftsgesetz stärken

Auch im **§ 17d** und **§ 17e EnWG** sollten Regelungen eingeführt werden, um die Investitionssicherheit für OWP zu gewährleisten.

Derzeit wird der Fertigstellungstermin des Netzanschlusses sehr spät verbindlich und der zukünftige Windparkbetreiber erhält im Falle der Netzanschlussverzögerung 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.

Der Fertigstellungstermin für Netzanbindungen muss früher verbindlich werden, die zeitlichen und finanziellen Selbstbehalte bei Verzögerung der Netzanbindung gestrichen und eine verbindliche Verpflichtung zur Abstimmung eines Realisierungsfahrplans eingeführt werden.

2.5 Wasserstofferzeugung auf See im überragenden öffentlichen Interesse zu begrüßen

Der BWO begrüßt, dass die **sonstigen Energiegewinnungsanlagen zur Erzeugung und Anlagen zur Übertragung von Wasserstoff** aus sonstigen Energiegewinnungsanlagen ins überragende öffentliche Interesse gestellt werden.

Wir möchten in diesem Kontext darauf aufmerksam machen, dass hinsichtlich der Ausschreibung der Fläche SEN-1 dringend ein Austausch mit der Branche erforderlich ist, und das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz kurzfristig einen Einblick in den aktuellen Planungsstand seitens des Ministeriums geben sollte, um die Ausschreibungen zu einem Erfolg zu machen.

3 Weiterer Änderungsbedarf am Gesetzentwurf

3.1 § 5 WindSeeG-Entwurf – Verhältnismäßigkeit von Abschaltungs- und Minderungsmaßnahmen beachten

§ 5 Abs. 2b WindSeeG-Entwurf 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-Entwurf 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.

In der Gesetzesbegründung zu § 5 Abs. 2c WindSeeG-Entwurf 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 WindSeeG-Entwurf sollten insbesondere Abschaltungsmaßnahmen während Vogelzugs ausschließlich auf Grundlage von Monitoring-Ergebnissen vorgenommen werden dürfen und nicht vorsorglich angeordnet werden.
- Hinsichtlich § 5 Abs. 2c Satz 2f. WindSeeG-Entwurf 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.

3.2 § 14a WindSeeG-Entwurf – Ergänzende Kapazitätszuweisung / Klarstellungsbedarf

§ 14a Abs. 2 WindSeeG-Entwurf 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-Entwurf nicht bei begründeten Sicherheitsbedenken oder einer technischen Inkompatibilität mit Netzkomponenten.

- Hinsichtlich **§ 14a Abs. 2 WindSeeG-Entwurf** 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.

3.3 § 69 WindSeeG-Entwurf – Beginn Planfeststellungsverfahren / Rechtliche Definition

- Hinsichtlich **§ 69 Abs. 4 Satz 1 WindSeeG-Entwurf** bittet der BWO um Klarstellung, dass auch für Plangenehmigungsverfahren nach **§70 WindSeeG-Entwurf** die Fristen zur Bestätigung der Vollständigkeit der Antragsunterlagen gem. **§68 Abs. 2 WindSeeG-Entwurf** 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-Entwurf** und **§ 70a Abs. 1 Satz 2 WindSeeG-Entwurf** ist nicht hinreichend klargestellt.
- Hinsichtlich **§ 69 Abs.13 WindSeeG-Entwurf** 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).

3.4 § 70a Abs. 2 WindSeeG-Entwurf – UVP-Pflicht bei Betroffenheit eines Nachbarlandes klar regeln

§ 70a Abs. 2 Satz 2 WindSeeG-Entwurf 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.

- Hinsichtlich **§ 70a Abs. 4 WindSeeG-Entwurf** besteht Klarstellungsbedarf, auf welcher Datengrundlage die über § 5 Absatz 2c hinausgehenden verhältnismäßigen Minderungsmaßnahmen angeordnet werden sollen.
- In diesem Zusammenhang sieht **§ 70a Abs. 4 WindSeeG-Entwurf** vor, dass wenn solche verhältnismäßigen Minderungsmaßnahmen nicht zur Verfügung stehen, das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie im Benehmen mit dem Bundesamt für Naturschutz verhältnismäßige Ausgleichsmaßnahmen anordnet. Diese sind gem. **§ 70a Abs. 4 WindSeeG-Entwurf** nur dann verhältnismäßig, wenn sie den Zeitpunkt der Zulassungsentscheidung nicht wesentlich verzögern und auf der vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie zu veröffentlichende Liste von verhältnismäßigen Ausgleichszahlungen enthalten sind. Der BWO bittet um Klarstellung, wie die Liste durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie erstellt wird und wonach entschieden wird, welche der auf der Liste aufgeführten Ausgleichsmaßnahmen umgesetzt werden sollen.
- Hinsichtlich **§ 70a Abs. 5 WindSeeG-Entwurf** besteht weiterhin Klarstellungsbedarf, nach welchen Kriterien die Höhe der Ausgleichszahlungen bestimmt wird.
- 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 festzulegen, wie Ausgleichszahlungen über die Dauer des Betriebs minimiert werden können.
- Der BWO empfiehlt, dass die positiven meeresbiologischen Entwicklungen (z.B. Ansiedlung besonderer Arten) angerechnet werden.

4 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.

4.1 Fristen und Pönalen

4.1.1 Nachweis der technischen Betriebsbereitschaft

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.

4.1.2 Pönalisierung bei Fristverletzungen

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.

4.1.3 Streichung des zwangsweisen Zuschlagsentzugs

§ 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 Unschuldsumkehr 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.

4.2 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 Netzanbindungen für vier OWP mit einer Gesamtkapazität von sechs Gigawatt in der Nordsee um bis zu zwei Jahre gegenüber den im geltenden Flächenentwicklungsplan genannten Zeitpunkt verzögern. 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 beschrieben. Die folgenden drei Maßnahmen müssen jetzt endlich ergriffen werden, **um die Investitionssicherheit der Bieter im Auktionsverfahren und der künftigen Betreiber zu bewahren.**

4.2.1 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 Netzanbindung** ist für die Realisierung eines Offshore-Windparks (OWP) einer der entscheidenden Faktoren. Für die Sicherstellung der ambitionierten Ausbauziele des **WindSeeG 2023** für Offshore-Wind sind die möglichst frühzeitige und **verbindliche Festlegung** und die **fristgemäße Umsetzung 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 Fertigstellung werden die bekannt gemachten Fertigstellungstermine jeweils verbindlich.“

c. Gründe für den Änderungsbedarf

Diese Regelung geht zu Lasten des Betreibers, der seinerseits innerhalb der bestehenden Realisierungsfristen realisieren muss. Denn bis zum Zeitpunkt des Verbindlichwerdens der Fertigstellungstermine müssen OWP-Betreiber bereits wesentliche Terminentscheidungen getroffen und teils Aufträge mit signifikanten Investitionssummen erteilt haben. Das Risiko von Projektverzögerungen, welche in der Verantwortlichkeit des ÜNB liegen, wirkt sich direkt auf den Projektzeitplan 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 Direktanschlusssysteme, 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 Bau Feld 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.

4.2.2 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.

4.2.3 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 Netzan schlusses 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 der Windenergie Offshore e.V.
Spreeufer 5
10178 Berlin
info@bwo-offshorewind.de
Tel.: +49 30 28 44-4650