

# Stellungnahme

vom

**Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V. (BWO)**

**zum Referentenentwurf der Bundesregierung**

**„Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See Ge-  
setzes und anderer Vorschriften“**

**WindSeeG-RefE**

**17. März 2022**

## Inhaltsverzeichnis

<b>1. Zusammenfassung.....</b>	<b>3</b>
<b>2. Ausbauziele &amp; Beschleunigungsmaßnahmen .....</b>	<b>5</b>
2.1. Vorrang von Windenergie vor anderen Nutzungsformen .....	5
2.2. Übertragung der Rechts- und Fachaufsicht für Aufgaben nach dem WindSeeG .....	5
2.3. Neuregelung der Umweltverträglichkeitsprüfung .....	5
2.4. Ausschreibungsvolumen und Gebotstermine .....	6
<b>3. Ausschreibungsdesign .....</b>	<b>6</b>
3.1. Grundsätzliche Bewertung der Zweiteilung des Ausschreibungsdesigns .....	6
3.2. Ausschreibungssegment für zentral voruntersuchte Flächen .....	7
3.2.1. <i>Korrektur der vorgeschlagenen Höchstwerte</i> .....	7
3.2.2. <i>Bestimmung des Gebotswertes</i> .....	7
3.2.3. <i>Kompensation von Inflationsrisiken im Zusammenhang mit Differenzverträgen</i> .....	8
3.2.4. <i>Kompensation von unproduktiven Volumenrisiken</i> .....	8
3.2.5. <i>Angleichung der Laufzeit des CfD an Genehmigungsdauer</i> .....	8
3.2.6. <i>Vermeidung von Fehlanreizen bei schwach positiven Preisen richtig austarieren</i> .....	9
3.2.7. <i>Wegfall des Doppelvermarktungsverbotess prüfen</i> .....	9
3.2.8. <i>Eintrittsrechte für zentral voruntersuchte Flächen</i> .....	10
3.2.9. <i>Risk-Sharing bei Vermarktung des Stroms und Prämienzahlung</i> .....	10
3.3. Bewertung des zweiten Ausschreibungssegments und Handlungsempfehlungen .....	11
3.3.1. <i>Kriterium „Höhe des Gebotswertes“</i> .....	12
3.3.2. <i>Kriterium „Umfang Abschluss von Verträgen“</i> .....	16
3.3.3. <i>Kriterium „Rotorfläche“</i> .....	17
3.3.4. <i>Kriterium „Vereinbarkeit mit Belangen des Natur- und Artenschutzes“</i> .....	18
3.3.5. <i>Kriterium „Recyclingfähigkeit der Rotorblätter“</i> .....	19
3.3.6. <i>Handlungsempfehlungen für das Segment der nicht zentral voruntersuchten Flächen</i> .....	20
3.4. Weitere BWO-Empfehlungen – unabhängig vom Ausschreibungssegment.....	22
3.4.1. <i>Stärkung der Realisierungswahrscheinlichkeit durch Präqualifikation</i> .....	22
3.4.2. <i>Risikobegrenzung und Erhöhung der Akteursvielfalt</i> .....	22
3.4.3. <i>Neuregelung zur Bereitstellung von Sicherheiten bei Gebotsabgabe</i> .....	23
3.4.4. <i>Überarbeitung der Sektorenrichtlinie notwendig</i> .....	23
<b>4. Rückbauverpflichtung und Höhe der Rückbau-Sicherheit .....</b>	<b>24</b>
<b>5. Realisierungsfristen und Pönalisierung anpassen .....</b>	<b>25</b>
<b>6. Bestimmungen zum Repowering .....</b>	<b>26</b>
<b>7. Anpassungen des EnWG zielführend, aber unzureichend .....</b>	<b>27</b>
7.1. Verbindlicher Fertigstellungstermin für Netzanbindung.....	27
7.2. Handlungsempfehlungen für das Küstenmeer .....	27
7.3. Selbstbehalte ersatzlos aus EnWG streichen.....	28
7.4. Klarstellung Verknüpfungspunkt für OWP im Küstenmeer .....	28
<b>8. Weitere Empfehlungen für einen beschleunigten Ausbau .....</b>	<b>29</b>
8.1. Klärung der Zuständigkeit für die Rettung in der AWZ.....	29
8.2. Weitere BWO-Empfehlung: Beschleunigung der Wasserstoffherzeugung.....	30
8.3. Verordnungsermächtigung zur WindSeeV.....	30
8.4. Erstreckungsklausel zur Anwendbarkeit von Sachen- und Deliktsrecht.....	30

## 1. Zusammenfassung

Mit dem vorliegenden Gesetzentwurf zur Änderung des Windenergie-auf-See Gesetzes sollen die im Koalitionsvertrag vereinbarten Ziele rechtlich umgesetzt und die notwendige Dynamisierung des Ausbaus der Offshore Windenergie ohne Zeitverzug auf den Weg gebracht werden. Dieser Wille ist in vielen Punkten klar erkennbar. So ist aus unserer Sicht die Fixierung der im Koalitionsvertrag vereinbarten **Ausbauziele positiv** hervorzuheben. **Auch die vorgesehenen Maßnahmen zur Beschleunigung bei Planungs- und Genehmigungsprozessen und die Einstufung der Windenergieanlagen auf See und der zugehörigen Offshore-Anbindungsleitungen als „im überragenden öffentlichen Interesse“ gehören dazu.**

Wir begrüßen ebenso die Einführung zweier Ausschreibungssegmente für zentral voruntersuchte Flächen und für nicht zentral voruntersuchte Flächen. **Aus Sicht der Branche ist das im Referentenentwurf (RefE) vorgeschlagene Ausschreibungsdesign für das Segment der nicht zentral voruntersuchten Flächen jedoch nicht geeignet und im Hinblick auf die Zielerreichung wahrscheinlich sogar schädlich.**

Folgende Mängel müssen beim Ausschreibungsdesign im zweiten Segment behoben werden:

- Die schon in der vergangenen Legislaturperiode diskutierte Gebotskomponente erhöht die Kapitalkosten für die Finanzierung von Offshore-Windparks (OWP) und treibt somit den Strompreis für Erneuerbare Energien unnötig nach oben. Die vorgesehene Entlastung bei der Offshore-Haftungsumlage kommt bei der Wirtschaft nicht an. Dies führt zu einer Erhöhung der ohnehin schon hohen Energiekosten und zu einer weiteren Schwächung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit unserer Industrie.
- Die vorgeschlagenen qualitativen/quantitativen Kriterien eignen sich nicht zur Differenzierung der Gebote. Darunter leidet die Rechtssicherheit der Ausschreibung, was die Zielerreichung gefährdet.
- Rechtsunsicherheiten und Investitionsrisiken werten den Investitionsstandort gegenüber anderen EU- und internationalen Märkten ab.

Hinzu kommt: Die bereits in der vergangenen Legislatur diskutierte Gebotskomponente entzieht dem System Geld, das dringend für die Erhöhung der Versorgungssicherheit, Diversifizierung von Versorgungsrisiken und für die Systemintegration gebraucht wird. **Die Im BWO organisierten Unternehmen wollen die Energiewende schnell und kosteneffizient vorantreiben und unterbreiten daher mit dieser Stellungnahme einen Alternativvorschlag zu den vorgesehenen Zuschlagskriterien (siehe Kapitel 3.3.6).**

**Angesichts der großen Vorbehalte der Offshore-Windparkbetreiber sollte die Gebotskomponente gestrichen oder zumindest gedeckelt, die Festlegung der Differenzierungskriterien zurückgestellt und bis zum Sommer ein breit angelegter Dialog mit der Branche geführt werden, um bessere qualitative Kriterien zu identifizieren. Die Grundsätze der Ausschreibung für nicht zentral voruntersuchte Flächen sollten in diesem Fall bereits in einer Verordnungsermächtigung festgelegt werden.**

Auch wenn der Fokus unserer Zusammenfassung auf dem Segment der zentral nicht voruntersuchten Flächen liegt, soll das nicht darüber hinwegtäuschen, dass auch im Hinblick auf das Segment der zentral

voruntersuchten Flächen **Handlungsbedarf** besteht. Die Einführung von **Differenzverträgen (CfD)** wird grundsätzlich begrüßt. Allerdings schnürt der Gesetzentwurf mit den extrem ambitionierten Höchstpreisen ein sehr enges Korsett und setzt Investoren in diesem Segment einigen unproduktiven Risiken aus, die nicht zu bewirtschaften sind. Wir bitten daher, die **Handlungsempfehlungen in Kapitel 3.2** zu berücksichtigen.

Neben dieser grundsätzlichen Kritik am Ausschreibungsdesign - insbesondere im Segment der nicht zentral voruntersuchten Flächen - legen wir unserer Stellungnahme einen besonderen Fokus auf die Zielerreichung des Ausbaus. **Da wir die Erreichung der Ausbauziele als das zentrale zu verfolgende Ziel des Maßnahmenpakets erachten, halten wir zur Stärkung der Realisierungswahrscheinlichkeit eine Präqualifikation der Bieter für notwendig.**

**Mit derselben Begründung, und um die Akteursvielfalt zu stärken, regen wir eine Regelung zur Begrenzung der bezuschlagbaren Kapazität auf einzelne Bieter an.**

Mit Blick auf die im Koalitionsvertrag getroffene Vereinbarung, „alle Hürden und Hemmnisse für den Ausbau der erneuerbaren Energien aus dem Weg zu räumen“, geht der Referentenentwurf zum Wind-SeeG derzeit noch nicht weit genug. Wir sind überzeugt, dass es insbesondere hinsichtlich der vorgeschlagenen **Realisierungsfristen und der Pönalenzahlungen** für die Projekte im ersten und zweiten Ausschreibungssegment noch **Optimierungsbedarfe** gibt, damit die Offshore Windenergie ihr Potenzial möglichst effektiv ausschöpfen kann. Zudem regen wir an, die vorgeschlagene Regelung zum **Repowering** zunächst ausführlich in einem Stakeholderverfahren zu diskutieren und zum jetzigen Zeitpunkt in einer **Verordnungsermächtigung** lediglich Grundsätze und Zielrichtung zu verankern.

Außerdem schlagen wir eine Reihe von **weiteren Maßnahmen** vor, um den Ausbau der Offshore-Windenergie zu flankieren. Wir empfehlen, diese Themen schnellstmöglich nach der vorliegenden Novelle anzugehen (**siehe Kapitel 8**) (alle Verweise in dieser Stellungnahme beziehen sich ausschließlich auf die Paragraphen des Gesetzentwurfes und werden im Folgenden als „RefE“ abgekürzt).

## 2. Ausbauziele & Beschleunigungsmaßnahmen

Der BWO begrüßt, dass die im Koalitionsvertrag enthaltenen Ausbauziele durch den Gesetzentwurf des Windenergie-auf-See Gesetzes [...] gesetzlich fixiert werden sollen. Das neue Ausbauziel von 30 Gigawatt (GW) bis zum Jahre 2030 ist zwar ambitioniert, aber bei Umsetzung aller vorgeschlagenen Maßnahmen erreichbar. Durch die neu eingeführten Ziele für die Jahre 2035 und 2045 wird der notwendige langfristige Planungshorizont und damit Investitionssicherheit für die Wertschöpfungskette geschaffen.

### 2.1. Vorrang von Windenergie vor anderen Nutzungsformen

Die Anpassung von § 5 Abs. 3 Nr. 5 RefE gibt der Offshore Windenergie einen Vorrang vor anderen Nutzungsformen. Diese Anpassung trägt der hohen Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende und dem Erreichen der Klimaschutzziele Rechnung. Prüfungsmaßstab ist demnach künftig nicht mehr jede Beeinträchtigung von Leichtigkeit und Sicherheit des Verkehrs. Vielmehr wird die Feststellung von erheblichen Gefahren für den Verkehr erforderlich, um Festlegungen im Flächenentwicklungsplan unzulässig zu machen.

Zwar fügt der Referentenentwurf in § 10 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 RefE den Begriff der „erheblichen Gefahr“ ein, versäumt es jedoch ihn legal zu definieren. Wir regen an, diesen Begriff im WindSeeG legal zu definieren, um zu mehr Rechtssicherheit beizutragen.

Alternativ muss, angeregt durch das BMWK, ein Arbeitsprozess zur inhaltlichen Ausgestaltung angestrengt werden. In diesem Zusammenhang wünschen sich die Betreiber eine engere Zusammenarbeit mit den Behörden und Zertifizierern, um zu einer geeigneten Bewertung des in diesem Kontext undefinierten Begriffs der „erhebliche Gefahren“ (§ 10 Abs. 1 Nr. 4 RefE) zu gelangen, da eine einseitige Definition zu unnötiger Unsicherheit führt und nicht im Sinne dieser Anpassung zur Erleichterung in der Entwicklung neuer Projekte beiträgt. In diesem Falle sollten auch historische Ereignisse und die möglichen Ursachen für diese in Betracht gezogen werden.

### 2.2. Übertragung der Rechts- und Fachaufsicht für Aufgaben nach dem WindSeeG

Wir begrüßen, dass durch den § 104 RefE geplant ist, die Rechts- und Fachaufsicht über das BSH für alle Aufgaben im Zusammenhang mit dem WindSeeG auf das BMWK zu übertragen. Wir glauben, dass diese Maßnahme ein wesentlicher Beitrag zur fristgerechten Erreichung der im Gesetz genannten Ausbauziele ist.

### 2.3. Neuregelung der Umweltverträglichkeitsprüfung

Wir halten die Regelung des § 72 Abs. 1 S.1 RefE, den Umfang der Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung in bestimmten Fällen zu beschränken, für verhältnismäßig und geboten, um eine Verfahrensbeschleunigung zu erreichen. Vor allem im Zusammenhang mit der im Gesetzentwurf diskutierten Digitalisierung der Verfahren, ist dies eine absolut zielführende Maßnahme.

## 2.4. Ausschreibungsvolumen und Gebotstermine

Der Referentenentwurf sieht nach § 2a Abs.1 RefE vor, dass das Ausschreibungsvolumen im Jahr 2023 zwischen 6000 und 7000 Megawatt (MW), in den Jahren 2024 bis 2026 zwischen 5000 und 6000 Megawatt und ab dem Jahre 2027 grundsätzlich 4000 MW betragen soll.

Der BWO unterstützt die angestrebte Aufteilung des Ausschreibungsvolumens. Für alle Akteure ist es von zentraler Bedeutung, frühzeitig Planungs- und Investitionssicherheit zu erhalten. Dies gilt für die gesamte Wertschöpfungskette, sowohl für die Bieter als auch für die vor- und nachgelagerte Wertschöpfungskette – also für die Kabel- und Fundamenthersteller, die Hersteller der Windkraftanlagen und Umspannstationen, für die Dienstleister und auch die Übertragungsnetzbetreiber.

Ebenso unterstützt der BWO die vorgesehene hälftige Aufteilung zwischen zentral voruntersuchten Flächen und nicht zentral voruntersuchten Flächen des Ausschreibungsvolumens ab dem Jahre 2027.

Der § 2a Abs. 2 RefE bestimmt ferner, dass die zur Ausschreibung kommenden Flächen grundsätzlich eine zu installierende Leistung von 1000 bis 2000 MW erlauben sollen. Zudem bestimmt derzeit § 40 Abs. 2, dass das Gebot dem Ausschreibungsvolumen für die Fläche entsprechen muss. Nach dieser Bestimmung wäre demnach ein „Overplanting“ unzulässig.

Unseres Erachtens sollte **Overplanting** im Sinne des aktuellen FEP 2020 von bis zu 10% regelmäßig weiterhin zulässig sein, da dies (wie der FEP erläutert) technisch und (volks)wirtschaftlich sinnvoll ist.

Für eine gute Vorbereitung der jeweiligen Ausschreibungstermine für zentral voruntersuchte und nicht zentral voruntersuchte Flächen wäre ein zeitlicher Abstand von mindestens 6 Monaten zwischen den Ausschreibungen hilfreich. Wir empfehlen am 1. September 2023 Flächen für beide Pfade in die Ausschreibung zu geben; dann beginnend mit 1. März 2024 jährlich nicht zentral voruntersuchte Flächen zu vergeben; und den 1. September für zentral voruntersuchte Flächen als Stichtag zu belassen.

## 3. Ausschreibungsdesign

### 3.1. Grundsätzliche Bewertung der Zweiteilung des Ausschreibungsdesigns

**Um den Ausbau der Windenergie auf See schnell zu dynamisieren, und um den bestehenden Risikoprofilen der potenziellen Bieter nachzukommen, unterstützt der BWO eine Aufteilung der Ausschreibungen auf zwei Ausschreibungssegmente.**

Dem Referentenentwurf zufolge sollen getrennte Ausschreibungen für die **zentral voruntersuchten Flächen**, bei denen Contracts for Difference (CfD, Differenzverträge) zum Einsatz kommen, und separate Ausschreibungen für **die nicht zentral voruntersuchten Flächen** eingeführt werden. Für diese nicht voruntersuchten Flächen soll dann die Zuschlagserteilung über quantitative und qualitative Kriterien erfolgen.

Die Mitglieder des BWO sind der Auffassung, dass die Kombination aus den in einigen europäischen Märkten bereits erfolgreich genutzten CfDs im ersten Segment und der Einführung qualitativer Kriterien im zweiten Segment eine starke Signalwirkung für den hiesigen Investitionsstandort erzeugt und

dem Risikoprofil unterschiedlicher Investorengruppen entgegenkommt. Wir kommen bei der Bewertung der konkreten Gestaltung der beiden Ausschreibungssegmente jedoch zu anderen Schlüssen als das BMWK. Insbesondere im zweiten Ausschreibungssegment kommt es im Falle der rechtlichen Umsetzung zu erheblichen Risiken für Entwickler und deren Projektpartner (zur Kritik im Einzelnen siehe Kap. 3.3.)

### 3.2. Ausschreibungssegment für zentral voruntersuchte Flächen

Der BWO begrüßt, dass mit dem WindSeeG künftig Differenzverträge als Finanzierungsinstrument im Segment der zentral voruntersuchten Flächen eingeführt werden sollen. Hierfür hatte sich der BWO schon seit langem eingesetzt.

**Aus Sicht der Offshore-Windpark-Betreiber bieten Differenzverträge große Vorteile beim Ausbau der erneuerbaren Energien.** Differenzverträge sind die „Billigmacher“ der Energiewende. Sie vermeiden in Verbindung mit wettbewerblichen Ausschreibungen eine Überförderung und sichern sowohl das Erreichen der Treibhausgas-Minderungsziele als auch langfristig niedrige und stabile Stromkosten.

Um [die Vorteile von CfD](#), gerade auch im Zusammenspiel mit dem zweiten Segment eines qualitativen Vergabeverfahrens vollumfänglich zu realisieren, müssen eine Reihe von Anpassungen vorgenommen werden. Hierzu gibt der BWO im Folgenden einige Handlungsempfehlungen.

#### 3.2.1. Korrektur der vorgeschlagenen Höchstwerte

In § 42 RefE werden sehr niedrige Höchstwerte für das Ausschreibungssegment vorgeschlagen, die keinen zusätzlichen Beitrag zur Kosteneffizienz leisten, da Zuschlagswerte in erwartbar intensivem Wettbewerb ermittelt werden. Ein Höchstwert macht nur dann Sinn, wenn eine Budgetobergrenze des Staates eingehalten werden muss. In dem hier vorliegenden Kontext sind zu niedrige Höchstwerte problematisch, weil sie dem Markt keinen Raum geben, auf unterschiedliche Wassertiefen, Bodenbeschaffenheiten, Windverhältnisse und Abschattungseffekte zu reagieren.

Um eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit, hohe kommerzielle Attraktivität im internationalen Vergleich und die Spiegelung tatsächlicher Stromgestehungskosten zu ermöglichen, muss ein auskömmlicher Höchstwert angestrebt werden, z.B. 6,2 Ct. /kWh wie im geltenden Rechtsrahmen. Aus Sicht des BWO ist zu erwarten, dass dieser – wo immer möglich – unterboten wird.

#### 3.2.2. Bestimmung des Gebotswertes

Um das Risiko zu reduzieren, das zwei Bieter Gebote mit der gleichen Gebotshöhe abgeben, sollte bei der Gebotsabgabe eine zusätzliche Nachkommastelle genutzt werden, indem bei der Gebotsabgabe auf € pro Megawattstunde abgestellt wird, anstatt auf Cent pro Kilowattstunde.

### 3.2.3. Kompensation von Inflationsrisiken im Zusammenhang mit Differenzverträgen

Ein weiteres unproduktives Risiko stellt die Inflation dar, wie wir sie aktuell erleben. Eine Indexierung des anzulegenden Werts (zum Beispiel bei einer kumulierten Inflation über dem EZB-Ziel von zwei Prozent / Jahr) kann dieses Risiko reduzieren.

Rohstoffpreise haben einen signifikanten Einfluss auf die Kosten für zentrale Bauteile für Offshore-Windparks. Hier bereitet insbesondere die jüngste (nicht vorhersehbare) Preissteigerung Sorge. Dies ist relevant, weil zwischen Zuschlagserteilung und Investitionsentscheidung ein langer Zeitraum liegt. Kommt es in dieser Zeit zu einer maßgeblichen Verteuerung der benötigten Komponenten, so können die Akteure im CfD dies nicht durch höhere Markterlöse ausgleichen. Aus diesem Grund sind Indexierungen bei Differenzverträgen im Ausland (z. B. Frankreich, Großbritannien) gängige Praxis. Es entsteht das Risiko eines „stranded Investments“ und die Realisierungswahrscheinlichkeit kann abnehmen. Daher sollten Schwankungen an den Rohstoffmärkten für Stahl und Kupfer zwischen Zuschlag und Netzanbindungstermin indexiert ausgeglichen werden. Insbesondere vor dem Hintergrund der jüngsten Entwicklungen, würde eine solche Indexierung die Realisierungswahrscheinlichkeit signifikant erhöhen.

### 3.2.4. Kompensation von unproduktiven Volumenrisiken

In der Systematik von CfD werden Erlös-Chancen und Erlös-Risiken annähernd vermieden. Grund hierfür ist der Entfall unproduktiver Preisrisiken (und Chancen). Ungeachtet dessen bestehen auch unproduktive Volumenrisiken, die in dem Kontext ebenfalls adressiert werden sollten. So kann die eingespeiste Strommenge z.B. durch Netzlimitationen (Verspätung, Wartung, Störung, Netzengpass, sonstige), reduziert werden.

**Der BWO empfiehlt vor diesem Hintergrund eine zeitnahe, vollständige Kompensation dieser unproduktiven Volumenrisiken, mit dem Ziel, die risikobasierten Kapitalkosten und schlussendlich die Stromgestehungskosten weiter zu reduzieren.**

### 3.2.5. Angleichung der Laufzeit des CfD an Genehmigungsdauer

Aus Sicht des BWO entsteht das Risiko spekulativen Bietens, wenn Laufzeit der OWP und Laufzeit des CfD nicht synchronisiert sind. In einem solchen Fall ist zu erwarten, dass Bieter potenzielle Erlöse im Rahmen der Gebotsabgabe versuchen zu berücksichtigen und Gebote unterhalb ihrer Stromgestehungskosten abgeben. Dies läuft dem Grundgedanken des CfD entgegen und erhöht die Risiken in diesem Segment. Ein zweiter Investitionszyklus müsste sonst bei der Gebotsabgabe eingepreist werden. Diese Bepreisung ist aber zeitnah vor der (zweiten) Investitionsentscheidung effizienter als 25-30 Jahre im Voraus.

Die Dauer des CfD sollte daher aus Sicht des BWO der gesamten Genehmigungsdauer entsprechen. Dies erhöht die allokativen Effizienz der Ausschreibung, da so keine spekulative Bewertung der Strompreisentwicklung möglich ist. Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BWO, dass im Segment des CfD gewährleistet wird, dass der CfD für die gesamte Laufzeit des OWP gilt und auch die Laufzeit des OWP von vornherein bekannt ist.



Die Befristung der Genehmigung sollte dabei 25 + 5 Jahre Verlängerung nicht überschreiten. Die Verlängerung der Befristung (auf insgesamt maximal 30 Jahre) soll bei Weiterbetrieb des Windparks gemäß Genehmigungsaufgaben nicht versagt werden können.

### 3.2.6. Vermeidung von Fehlanreizen bei schwach positiven Preisen richtig austarieren

§ 49 Abs. 3 RefE sieht vor, dass die Verpflichtung des Betreibers der Windenergieanlagen auf See zur Zahlung einer negativen Prämie nach § 46 Abs. 3 Satz 2 Nr. 2 RefE für Stunden entfällt, in denen der Spotmarktpreis nach § 3 Nr. 42a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes kleiner ist als die von dem Betreiber zu zahlende negative Prämie für die Referenzperiode.

Die vorgenannte Ableitung erscheint in erster Linie richtig, da ansonsten der Fehlanreiz entstehen könnte, die Erzeugungsanlagen abzuregeln, wenn der Marktwert des Stroms im Spotmarkt niedriger als die zu zahlende negative Marktprämie ist. Allerdings kann dies bei großen Preisschwankungen auch zu hohen Erlösen führen, die wiederum Fehlanreize zur Spekulation auf das erwartete Ausmaß dieser Erlöse bei der Gebotsabgabe setzen. Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BWO für diese Stunden eine Begrenzung der Erlöse auf 5 €/MWh. So bleibt der Anreiz zur Einspeisung erhalten. Gleichzeitig wird vermieden, dass dieser Erlösbestandteil Gegenstand der Spekulation bei der Gebotsabgabe wird.

### 3.2.7. Wegfall des Doppelvermarktungsverbot prüfen

Wichtig bei der Einführung von Differenzverträgen ist, die Interessen der Abnehmerindustrien stärker als bisher in den Blick zu nehmen.

Die Industrie benötigt Herkunftsnachweise (HKN), da diese dazu geeignet sind, Zielvorgaben im Hinblick auf die Minderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen zu erfüllen. Dabei handelt es sich um die sogenannten „Scope 2-Ziele“. Scope 2 deckt indirekte Emissionen aus der Erzeugung von gekauftem Strom, Dampf, Wärme und Kühlung ab, die das betreffende Unternehmen verbraucht.

Die gegenwärtige Rechtslage verbietet die Ausstellung von HKN für Strom, der nach § 19 EEG gefördert wird. Das Umweltbundesamt stellt Anlagenbetreibern auf Antrag HKN für Strom aus erneuerbaren Energien aus, für den keine Zahlung nach § 19 EEG oder § 50 EEG in Anspruch genommen wird. Es ist also Erzeugern aktuell nicht möglich, Strom aus EEG-Anlagen fördern zu lassen und Herkunftsnachweise mit grüner Eigenschaft separat zu vermarkten – zum Beispiel durch den Verkauf an industrielle Abnehmer, damit diese ihre Scope2-Ziele erfüllen können. Lediglich eine Direktvermarktung nach § 21a EEG ohne Inanspruchnahme einer Zahlung nach § 19 EEG oder § 50 EEG ermöglicht gegenwärtig die Ausstellung und Weitergabe von HKN für Strom aus erneuerbaren Energien.

**Geprüft werden sollte, ob die bestehende Praxis zumindest im Hinblick auf CfD angepasst werden sollte, um die Ausstellung von HKN auch für Strom aus nach § 19 EEG geförderten Anlagen zu ermöglichen.** Dies sollte dann ggfs. durch Maßnahmen unterstützt werden, welche die unterschiedliche Grünstromqualität von Strom aus „CfD“ - bzw. „PPA“ - Anlagen zum Ausdruck bringen, etwa über die auf dem HKN hinterlegten Informationen.

Dafür sprechen zwei Gründe:

1. Der aktuelle Entwurf der EU-Kommission zur Neufassung der Erneuerbaren Richtlinie sieht in Artikel 1 Abs. 8 eine Änderung von Art. 19 Absätze 2 und 8 der derzeit geltenden RED II dahingehend vor, dass den Mitgliedstaaten die Möglichkeit genommen wird, einem Erzeuger,

der finanzielle Unterstützung erhält, keine HKN auszustellen. In diesem Fall könnte nach Umsetzung in nationales Recht die grüne Eigenschaft auch im Rahmen des CfD-Modells weitergegeben und für die Erfüllung der Scope 2-Ziele verwendet werden. Die Ausstellung von HKN auch für geförderten Strom ist in fast allen Mitgliedsländern der Europäischen Union üblich.

2. Im **Zusammenspiel von CfD mit Auktionen** ergibt sich, dass die erwarteten Erlöse aus dem Verkauf der HKN im Rahmen der wettbewerblichen Ermittlung des CfD in die Gebotsabgabe einbezogen werden. **Diese erwarteten Erlöse aus den HKN wirken also kostensenkend** bei der Auktion und mindern so die Stromgestehungskosten für alle Verbraucher.

**Im Ergebnis wirkt das Zusammenspiel von CFD mit Auktionen der Doppelvermarktung entgegen. Aus Sicht des BWO bedarf es daher einer Neubewertung der bestehenden Regelungen.**

### 3.2.8. Eintrittsrechte für zentral voruntersuchte Flächen

Der BWO empfiehlt aus Gründen des Vertrauensschutzes, Projekten auf den verbleibenden Flächen mit Eintrittsrecht weiterhin die Vermarktung im Wege der sonstigen Direktvermarktung zu ermöglichen. Die Flächen, für die Eintrittsrechte bestehen und die unter das neue WindSeeG fallen werden (Flächen N-3.5, N-3.6 und N-6.6), sollten nach Auffassung des BWO – wie auch die bisherigen Flächen mit Eintrittsrechten – im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung genutzt werden können, wenn die Eintrittsrechtinhaber dies wünschen. Genau diese Möglichkeit bestand zum Zeitpunkt der Übergabe der Genehmigungen und aller weiterer Daten an das BSH, in dessen Gegenzug die Eintrittsrechte gewährt wurden.

Das bisherige System ermöglicht im Zuge der Ausübung des Eintrittsrechtes auch unmittelbar eine alternative Vermarktung als Grünstrom im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung. Dieser Vermarktungsweg ermöglicht die Realisierung von zusätzlichen Marktchancen, ist jedoch selbst auch risikobehaftet, da nicht klar ist, ob und wie lange sich Mehrerlöse gegenüber einem zweiseitigen CfD einstellen. Dennoch hat auch eine risikobehaftete Wahlmöglichkeit einen signifikanten ökonomischen Wert, der durch den Regimewechsel verloren gehen würde. Damit würden die Inhaber der Eintrittsrechte (nach dem Verlust der eigentlichen Projektrechte und Vorleistungen) bereits ein zweites Mal einer Änderung der Rahmenbedingungen unterworfen.

Die Optimierungsmöglichkeit in die sonstige Direktvermarktung sollte nur für Eintrittsrechtinhaber einmalig und vor der Inbetriebnahme ohne Rückkehrrecht gewährt werden.

### 3.2.9. Risk-Sharing bei Vermarktung des Stroms und Prämienzahlung

Aufgrund der verpflichtenden Direktvermarktung sollte die nachgewiesenen Direktvermarktungskosten zumindest ganz überwiegend von den negativen Prämien abgezogen und positiven Prämien hinzuaddiert werden dürfen. Die Direktvermarktungskosten sind extremer Volatilität unterzogen, wie sich am derzeitigen Marktgeschehen zeigt. Diese Kosten können bei Angebotsabgabe nicht für 20 Jahre im Voraus abgesichert werden.

Die seit Q3 2021 extrem erhöhte Marktvolatilität insbesondere im Bereich der Ausgleichsenergie führt dazu, dass derzeit keine Langlauf-Direktvermarktungsverträge zu annehmbaren Fixkosten abschließ-

bar sind. Das Volatilitätsrisiko der Ausgleichsmärkte wird in Zukunft auf den Betreiber abgewälzt werden. Da das Marktgeschehen nicht über 20 Jahre prognostiziert werden kann, muss bei CfD zumindest ein Risksharing eingezogen werden, entsprechend dem generellen Risksharing-Ansatz bei CfD.

### 3.3. Bewertung des zweiten Ausschreibungssegments und Handlungsempfehlungen

Im § 53 RefE werden fünf Kriterien vorgeschlagen, um die Gebote für die nicht zentral voruntersuchten Flächen durch eine Bepunktung miteinander zu vergleichen, und das beste Gebot identifizieren zu können. Die Kriterien sollen die Differenzierbarkeit der Gebote erhöhen und eine Überförderung vermeiden.

Der produzierte Strom soll in diesem Ausschreibungssegment über ein PPA vermarktet werden. **Grundsätzlich möchten wir zum Ausdruck bringen, dass wir die Nutzung von Power Purchase Agreements (PPAs) als Finanzierungs- bzw. Absicherungsinstrument für die Dynamisierung des Offshore-Ausbaus sehr begrüßen.** Der Abschluss von PPAs kommt dem Wunsch der Abnehmer aus Industrie und Gewerbe nach „grünem“ Strom zu langfristig gesicherten und wettbewerbsfähigen Preisen nach. Zudem belegen die Langfristerfahrungen aus dem Ausland und erste Erfahrungen mit Projekten im Inland, dass PPAs eine wichtige Säule für den ungeforderten Ausbau der Windenergie auf See darstellen können.

Die vorgeschlagenen Kriterien sind:

1. Höhe der Zahlungsbereitschaft
2. Energieertrag
3. Umfang des beabsichtigten Abschlusses von PPA
4. Vereinbarkeit mit den Belangen des Naturschutzes
5. Recyclingfähigkeit der Rotorblätter

**Der BWO teilt die Ansicht, dass sich qualitative Kriterien grundsätzlich zur besseren Differenzierung von Geboten und zur Vermeidung von Überförderung eignen können. Allerdings weist der BWO auf weitere Aspekte hin, welche bei der Auswahl der Kriterien zu berücksichtigen sind:**

1. Rechtssicherheit für Investoren
2. Absicherung der Realisierungswahrscheinlichkeit für bezuschlagte Projekte
3. Volkswirtschaftliche Kosteneffizienz
4. Erhalt international wettbewerbsfähiger Strompreise für die Industrie

**Wir bezweifeln, dass durch die im Gesetzentwurf enthaltenen Kriterien die oben genannten Ziele effizient erreicht werden und regen vor diesem Hintergrund eine grundlegende Überarbeitung an. Die vorgeschlagenen Kriterien werden nur sehr begrenzt eine Differenzierung zwischen den Geboten ermöglichen bzw. sind im Falle der Zahlungsbereitschaft mit gravierenden anderen Nachteilen verbunden, so dass die Kriterien insgesamt in der derzeitigen Form und Zusammensetzung nicht zielführend sind. Insbesondere wird durch die Auswahl der Kriterien ein Innovations- oder Qualitätswettbewerb nur im geringen Maße ausgelöst und nur bedingt technische und kommerzielle Entwicklungen angereizt werden. Die im Gesetzesentwurf vorgeschlagenen Kriterien laufen somit Gefahr, die nach fachlicher Meinung des BWO zwingend zu berücksichtigenden Ziele zu verfehlen.**

Hinsichtlich der zu wählenden Kriterien im Segment der nicht zentral voruntersuchten Flächen geht es dem BWO und seinen Mitgliedern vorrangig um objektive **Rechtssicherheit und die Vermeidung eines spekulativen Preiswettbewerbs**. Die anzuwendenden Kriterien müssen ferner geeignet sein, ein transparentes und diskriminierungsfreies Verfahren zu ermöglichen und eine gute **Vergleichbarkeit bzw. Differenzierbarkeit** der Gebote sicherzustellen. Zugleich sollten die Kriterien den Wettbewerb um Innovationen bei Entwicklung, Bau und Betrieb von Offshore-Anlagen anreizen.

Im Ausschreibungssegment der nicht vorentwickelten Flächen liegen im Vergleich zum Ausschreibungssegment der zentral voruntersuchten Flächen zwangsläufig erhöhte Kalkulations- und Realisierungsrisiken vor, da der Entwickler hier für die Voruntersuchungen und Planfeststellungsverfahren verantwortlich ist und das volle Preisrisiko der Vermarktung trägt. Daher muss mit den zu wählenden Kriterien auch das Ziel verfolgt werden, eine hohe **Realisierungswahrscheinlichkeit** sicherzustellen und gleichzeitig Projektrisiken im Vergleich zum erwartbaren Ertrag nicht noch weiter zu erhöhen. Dies gilt umso mehr, da der Realisierungszeitraum bis zur angestrebten Inbetriebnahme im Jahre 2030 sehr kurz ist.

Laut Formulierungsvorschlag zum neuen § 53 RefE soll das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) bei der Bewertung der Gebote zudem einen vergleichsweise großen Entscheidungsspielraum erhalten. Wir befürchten, dass die unzureichende Differenzierbarkeit der Gebote in Kombination mit dem Bewertungsspielraum der BSH zu rechtlichen Unsicherheiten und damit verbunden zu Verzögerungen im Ausschreibungsverfahren führen könnte.

### 3.3.1. Kriterium „Höhe des Gebotswertes“

**Wir lehnen das im RefE vorgeschlagenen Kriterium der Abfrage einer Zahlungsbereitschaft ab.** Das Instrument entspricht im Kern der bereits in der vergangenen Legislaturperiode vorgeschlagenen zweiten Gebotskomponente, die der BWO schon in der Vergangenheit aus guten Gründen abgelehnt hat. Tatsächlich verschärft die vorgeschlagene Ausgestaltung sogar nochmals die daraus resultierenden Risiken für die Investoren und die Zielerreichung insgesamt.

Nach § 53 Abs. 2 RefE erhält das Gebot mit der höchsten Zahlungsbereitschaft die maximale Punktzahl von 50 Bewertungspunkten. Nach dem vorgesehenen Verfahren geben die Bieter ihr Gebot mit ihrer maximalen Zahlungsbereitschaft ohne die Möglichkeit der Nachbesserung des Gebots ab.

Ein Wettbewerb um die höchste Zahlung im Rahmen des Kriteriums „Höhe des Gebotswertes“ bringt jedoch mehrere nachteilige Effekte mit sich: In erster Linie wird durch die notwendige Einplanung einer unvorhersehbaren monetären Summe der finanzielle Spielraum für Innovationen in allen Bereichen, insbesondere auch in Bezug auf die bestmögliche Systemintegration, sowie die Vereinbarkeit mit Belangen des Natur- und Artenschutzes, deutlich eingeschränkt.

Die Planung, der Bau und der Betrieb eines Offshore-Windparks erfordert eine enorme Investitionssumme, welche nach den Kriterien der Kosteneffizienz, des volkswirtschaftlichen- und gesellschaftlichen Mehrwertes sowie der wirtschaftlichen Stabilität des Projektes aufgeteilt und eingesetzt werden sollte.

Sofern eine Zahlung nicht vermeidbar ist, ist es zielführend, die finanziellen Mittel vorzugsweise für Systemintegration, Versorgungssicherheit, Artenschutz sowie Forschung und Entwicklung aufzuwenden. Im Folgenden präzisieren wir die unterschiedlichen Problemdimensionen.

Sofern eine Zahlung nicht vermeidbar ist, sollte diese als gedeckelte Zahlungskomponente bei maximaler Punktvergabe definiert sein. Deutschland bliebe damit im europäischen Wettbewerb weiterhin attraktiv für Investoren.

#### *3.3.1.1. Volkswirtschaftliche Effizienz*

Bei der Gebotskomponente handelt es sich für die OWP-Betreiber um ein „nichtproduktives“ Risiko, das sich nicht durch markt- oder systemdienliches Verhalten ausgleichen lässt. Folglich müssen sich Investoren durch hohe Risikoprämien bei der Finanzierung absichern. Diese fallen bei großen Investitionssummen, wie sie bei Offshore-Windparks erforderlich sind, besonders stark ins Gewicht. Kurz: Auch unter der Annahme, dass mit der Gebotskomponente „nur“ die überschüssigen Markterlöse abgeschöpft werden, erhöhen die risikobedingten Kapitalkosten die Stromerzeugungskosten und mindern die volkswirtschaftliche Effizienz (siehe auch DIW).

#### *3.3.1.2. Realisierungswahrscheinlichkeit*

Die Ausschreibung der Zahlungsbereitschaft führt aufgrund der nichtproduktiven Risiken zudem dazu, dass die Attraktivität des Investitionsstandorts abnimmt. Aktuell sehen wir zwar noch eine hohe Investitionsbereitschaft. Dies kann sich jedoch ändern, sobald auch andere Länder ihre Ausbauziele anheben und attraktivere Investitionsbedingungen anbieten.

Zudem ist zu berücksichtigen, dass die Ausschreibung etwa sieben Jahre vor der Inbetriebnahme erfolgt. Eine Abschätzung der Marktentwicklung mit einem solch langen Vorlauf ist eine große Herausforderung. Die Erhöhung dieses ohnehin bestehenden Risikos durch zusätzliche Unsicherheiten kann dazu führen, dass Investoren bei weniger günstigen Marktentwicklungen davon absehen, die bezuschlagten Projekte zu realisieren.

Gerade durch den langen Zeithorizont führt der ungedeckelte Preiswettbewerb neben der allgemeinen Risikoerhöhung und den damit verbundenen Mehrkosten zu einem Bieterwettbewerb um die höchste Zahlungsbereitschaft. Es gewinnt nicht derjenige Bieter, welcher die beste Preisprognose hat sondern derjenige mit der optimistischsten Preisprognose und höchsten Risikoaffinität. Dies wiederum erhöht die Kosten und die Wahrscheinlichkeit für „stranded assets“ massiv.

Die vorgesehene Gebotskomponente **beeinträchtigt** die **Realisierungswahrscheinlichkeit** von bezuschlagten Anlagen im zweiten Ausschreibungssegment **negativ**. In Anbetracht der Bedeutung der Stromerzeugung auf See für die Aufrechterhaltung der **Versorgungssicherheit** ist nicht nachvollziehbar, wieso an dieser Stelle ein vermeidbares Risiko eingegangen wird. Das Ziel der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit gewinnt vor dem Hintergrund der Kriegshandlungen in der Ukraine langfristig zunehmend an Bedeutung. Angesichts der hier notwendigen Anstrengungen ist es unverständlich, wieso trotz der hohen Risiken – sowohl für die Erreichung der Klimaschutzziele als auch für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit – auf ein System gesetzt werden soll, welches die Realisierungswahrscheinlichkeit von Projekten verschlechtert.

### *3.3.1.3. Methodik der Ermittlung der zweiten Gebotskomponente*

Vorgesehen ist, dass die Akteure ein Gebot über ihre Zahlungsbereitschaft abgeben. Dies geschieht in Unkenntnis des Marktverhaltens der Wettbewerber. Spieltheoretisch bedeutet das, dass alle Bieter sofort bis an ihr Risikolimit bieten müssen. Andernfalls laufen sie Gefahr, dass ein anderer Bieter eine höhere Zahlungsbereitschaft signalisiert. Für die Akteure steigt damit das Risiko, dass sie die Ausschreibung überzahlen, und höhere Risiken eingehen als nötig. Dies verstärkt die oben beschriebenen negativen Effekte auf Kosteneffizienz und Realisierungswahrscheinlichkeit zusätzlich.

### *3.3.1.4. Gewichtung der Gebotskomponente im Zuschlagsverfahren*

Wir weisen darauf hin, dass **dieses zu spekulativem Verhalten Anreiz gebende Kriterium** im derzeit vorgeschlagenen Ausschreibungsdesign mit 50 von 100 zu vergebenden Punkten einen überproportional hohen Stellenwert erhält und im Vergleich zu den anderen Kriterien **übergewichtet ist**. Dieses Problem wird insbesondere dadurch verstärkt, dass auch bei einem theoretischen möglichen Punktegleichstand nach der ersten Auswertung das Finanzgebot als entscheidendes Kriterium herangezogen werden soll.

Hochproblematisch ist aus Sicht des BWO, dass die weiteren vier im Gesetzentwurf genannten Kriterien kaum geeignet sind, um eine Differenzierbarkeit zwischen den Geboten zu ermöglichen. Dies führt faktisch zu einer noch stärkeren Gewichtung der Zahlungsbereitschaft bei der Zuschlagserteilung.

Aus Sicht des BWO ist diese Gewichtung unverhältnismäßig hoch und führt schlussendlich zu einem „race to the bottom“, steigert die Investitionsrisiken für die Bieter und in der Folge die Kosten für die Verbraucher.

### *3.3.1.5. Europarechtliche Einordnung der Gebotskomponente*

Wir können dem Wortlaut der aktuellen Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen keine Bestimmung entnehmen, die eine Rückzahlung in Form einer Gebotskomponente und mit einer solchen Gewichtung rechtlich zwingend notwendig macht. Insbesondere dann nicht, wenn man berücksichtigt, dass die alternative vorgeschlagenen Kriterien ebenfalls „geldwerte“ bzw. monetär quantifizierbare Leistungen enthalten können.

### *3.3.1.6. Zur Verwendung der Einnahmen aus der Gebotskomponente*

Der Referententwurf sieht vor, die finanzielle Zahlung im Rahmen der Gebotskomponente anteilig auf die sogenannte „Meeresnaturschutzkomponente“ (§ 58 RefE) und die „Stromkostensenkungskomponente“ (§59 RefE) zu verwenden.

#### *3.3.1.6.1. Meeresnaturschutzkomponente*

Sofern eine Zahlung für die Bereitstellung der Fläche und Netzanbindung erforderlich ist, unterstützt der BWO die Verwendung der Mittel für den Meeresnaturschutz. Dies erhöht den Beitrag der Offshore-

Windenergie zum Klima- und Artenschutz. Die Gebotskomponente (und damit auch die Meeresnaturschutzkomponente) sollte gedeckelt sein. Wettbewerber hätten dann die Möglichkeit, finanzielle Mittel bis zu einem festgelegten, transparenten Maximalbetrag für die Förderung des Meeresnaturschutz zu bieten. Die Festlegung einer Obergrenze ist sinnvoll, um möglichst kosteneffizient den größtmöglichen volkswirtschaftlichen und gesellschaftlichen Nutzen, bei gleichzeitiger Adressierung der Herausforderungen im Bereich Meeresnaturschutz, zu erzielen.

Durch die unlimitierte anteilige Verwendung von Finanzmitteln von der gebotenen Gesamtsumme ergäbe sich ansonsten die Problematik, dass unter Umständen mehr Geld für die Meeresnaturschutzkomponente aufgewendet werden würde, als es der Meeresnaturschutz auf der entsprechenden Fläche sinnvollerweise erfordern würde. Während die verpflichtende Bereitstellung finanzieller Mittel für den Meeresnaturschutz ausdrücklich als sinnvoll erachtet wird, wäre eine solche Situation in den Augen des BWO nicht zuträglich. Vielmehr sollte dem BMWK ein fester Betrag für Maßnahmen des Meeresnaturschutz zur Verwendung auf der vergebenen Fläche zur Verfügung gestellt werden. So wird ein Wettbewerb um möglichst hohe, im Zweifelsfall aber ineffiziente (weil überschüssige) Zahlungen vermieden. Im Sinne der Maximierung des volkswirtschaftlichen und gesellschaftlichen Mehrwertes der Offshore-Windenergie sollten diese Finanzmittel stattdessen für Maßnahmen der Systemintegration verwendet werden können (siehe unten).

#### 3.3.1.6.2. Stromkostensenkungskomponente

Eng verbunden aber nicht gleichzusetzen mit dem Aspekt der volkswirtschaftlichen Effizienz ist auch die Frage der Wettbewerbsfähigkeit der Strompreise für die heimische Industrie. Klar ist, dass jede zusätzliche Zahlung für die Möglichkeit, OWP zu errichten, am Ende durch die Verbraucher bezahlt werden muss. Der Gesetzentwurf sieht daher mit der sogenannten „Stromkostensenkungskomponente“ vor, dass 80 Prozent der Einnahmen aus der Gebotskomponente aufgewendet werden sollen, um die Offshore-Haftungs-Umlage zu senken. Das ist grundsätzlich erfreulich, es gilt jedoch folgende Aspekte zu beachten.

- Die im internationalen Wettbewerb stehende Industrie zahlt aufgrund ihres erhöhten Strombedarfs ohnehin meist nur reduzierte Netzentgelte. Somit profitieren die energieintensiven Abnehmer des Stroms nicht von der „Stromkostensenkungskomponente, sondern müssen sie über höhere Preise für die bilateralen Lieferverträge zahlen.
- Die Zahlung der Betreiber fließt von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) teilweise wieder zurück, wenn aufgrund von verspäteten Anschlüssen oder Engpässen beim Stromtransport die Betreiber durch die ÜNB entschädigt werden müssen. Schließlich kann der Betreiber bei Netzengpässen seinen bilateralen, physischen Lieferverpflichtungen mit der Industrie nicht nachkommen.

Dies ist mit Blick auf die Energiewende als gesamtgesellschaftliches Projekt nicht zielführend und führt in Summe zu der Situation, dass der (Industrie-) Kunde eines bilateralen Liefervertrags durch die Gebotskomponente einen höheren Preis für den Strom bezahlt, den er ggf. aufgrund von Netzengpässen gar nicht nutzen kann.

Aus Sicht des BWO ist dies ein „toxischer Cocktail“. Die Mehrkosten aus der Gebotskomponente belasten die im internationalen Vergleich ohnehin schon hohen Stromkosten und damit die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Industrie.

Aus Sicht des BWO sollte vor diesem Hintergrund von einer Maximierung der Zahlungen im Rahmen der Gebotskomponente sowie von der Stromkostensenkungskomponente abgesehen werden. Stattdessen empfiehlt der BWO, auf einen Beitrag zur Systemintegration und Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu fokussieren. Auch dieser kostet die Bieter Geld, zahlt aber auf die Interessen der Haushaltskunden ebenso ein wie auf das der Industriekunden (siehe unten).

#### *3.3.1.7. Handlungsempfehlung*

Die Ergebnisse der Ausschreibung der vergangenen Jahre sind bereits als Ausdruck eines höchst kompetitiven Wettbewerbfeldes zu sehen, das mit Blick auf die Ausbauziele, den internationalen Wettbewerb und die Versorgungssicherheit nicht noch durch spekulative Elemente verschärft werden darf.

**Wir empfehlen daher aus den genannten Gründen, die Streichung der Gebotskomponente aus den Zuschlagskriterien.**

**Sollte die in § 53 Abs. 1 RefE geforderte Gebotskomponente trotz unserer erheblichen Einwände dennoch gesetzlich umgesetzt werden, empfehlen wir zumindest eine Deckelung und deren Verwendung für den Meeresnaturschutz sowie zur Unterstützung der staatlichen Rettungsinfrastruktur (siehe unten).**

Eine solche Obergrenze existiert im niederländischen System bereits und wäre geeignet, die oben beschriebenen negativen Effekte zu limitieren. Die Deckelung der zu leistenden Zahlung erscheint sinnvoll, um die Gefahren eines zügellosen Wettbewerbs zu reduzieren und nicht unnötig hohe Summen auf die Spekulation über den Wert einer Fläche zu investieren. Durch eine Begrenzung würde zum einen die Investitionssicherheit verbessert, weil die Wettbewerber die aufzuwendenden Kosten zuverlässiger einschätzen können. Zum anderen wäre eine Deckelung geeignet die Investitionsbereitschaft der Bietenden grundsätzlich zu testen, ohne dabei aber ein unverträgliches Bieterverhalten zu stimulieren.

Insbesondere da die Verwendung der zu leistenden Zahlung in ihrer jetzigen Form ausgesprochen zweifelhaft erscheint, sollte die Differenzierung der Gebote durch die Bewertung der anderen Kriterien erfolgen und nicht in erster Linie an eine Gebotshöhe geknüpft sein. Die Deckelung der Zahlung würde den Wettbewerb auf den anderen Feldern anregen und somit innovationsfördernd wirken. Durch die Zahlung würde das Kriterium zudem eine verhältnismäßigere Zuschlagsrelevanz entfalten angesichts der Möglichkeit, durch alternative (durchaus kostenrelevante) Investitionen einen signifikanten Beitrag für die Transformation des Energieversorgungssystems zu leisten (siehe oben).

#### **3.3.2. Kriterium „Umfang Abschluss von Verträgen“**

Der Gesetzentwurf sieht vor, dass die Bieter bei Gebotsabgabe eine nicht rechtsverbindliche Absichtserklärung von Vertragspartnern vorlegen sollen, wieviel Strom aus dem zu errichtenden OWP abgenommen werden soll.

Aus Sicht des BWO ist das Kriterium nur bedingt geeignet, um Differenzierbarkeit zu schaffen. Wir sehen folgende Probleme:

1. Die fehlende Rechtsverbindlichkeit der Absichtserklärung wird nach Ansicht des BWO dazu führen, dass alle Akteure Absichtserklärungen über die gesamte erzeugte Strommenge vorlegen werden. Diese Absichtserklärungen erscheinen vor diesem Hintergrund nicht für die Differenzierung geeignet.



2. Eine stärkere Rechtsverbindlichkeit einzufordern ist nur schwer möglich, weil sich nur sehr wenige Abnehmer bereit erklären dürften, eine Abnahmeverpflichtung sechs bis sieben Jahre vor erster Lieferung einzugehen. Da eine solche Verpflichtung mit einem Bieter hinfällig wird, wenn der Bieter nicht zum Zuge kommt, werden die wenigen möglichen Abnehmer aus Gründen der Risikostreuung mit nahezu dem gesamten Bieterfeld Vereinbarungen treffen, um sich eine Belieferung zu sichern. Daher wäre auch eine höhere Verbindlichkeit nicht zielführend.

#### Fazit:

Das Kriterium wird in der vorgeschlagenen Ausgestaltung unabhängig von seiner Rechtsverbindlichkeit nicht zu einer Differenzierung der Gebote führen und ist daher zu streichen.

### 3.3.3. Kriterium „Rotorfläche“

Laut Gesetzentwurf sollen die Akteure die gesamte überstrichene Rotorfläche des OWP bei der Gebotsabgabe angeben. Bei diesem Kriterium können bis zu 12,5 von insgesamt 100 Punkten erzielt werden.

Der BWO ist der Ansicht, dass auch dieses Kriterium ungeeignet ist, die Differenzierbarkeit der Gebote zu erhöhen. Da alle Bieter ähnliche Windturbinentypen mit gleichen Rotorblattlängen verwenden, sind hier kaum quantifizierbare Unterschiede zu erwarten.

Zudem hängt der Energieertrag eines Gebiets nicht nur von der überstrichenen Rotorfläche ab. Stattdessen spielen eine Vielzahl von Faktoren eine Rolle, wie zum Beispiel das Park-Layout, die vorherrschende Windrichtung, Abschattungseffekte durch andere Windparks, Effizienzverluste bei der Netzanbindung und andere technische Rahmenbedingungen. Die Reduzierung des Energieertrages auf die überstrichene Rotorfläche ist daher nicht sinnvoll. Auch läuft das Kriterium gegen die derzeitige laufende Gesamtsystemoptimierung im Rahmen des Flächenentwicklungsplans.

Unsere Mitglieder geben hinsichtlich des Kriteriums zudem zu Bedenken, dass weit im Vorfeld der Inbetriebnahme einer Erzeugungsanlage schwierig zu bestimmen ist, wie groß die Rotorfläche ausfällt, da der Turbinentyp zu diesem Zeitpunkt nicht einmal entwickelt ist. Daher ist dieses Kriterium sehr spekulativ und im Übrigen auch bei Zuschlagserteilung nicht prüfbar. Zwar könnte man sich auf verfügbare Anlagen beschränken. Dann würden aber alle Bieter auf die gleichen Anlagen zugreifen und eine Differenzierbarkeit wäre ausgeschlossen.

Zudem würde mit dem Gebot eine Festlegung auf einen Turbinentyp erfolgen, was die entsprechenden Einschränkungen beim Wettbewerb zur Folge hätte und für dem Vergaberecht unterliegende Unternehmen nicht möglich wäre. Eine weitere negative Konsequenz dieses Vorgehens wäre, dass man sich zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe auf eine zum Zeitpunkt der Realisierung veraltete Technologie festlegen müsste, um sich der überstrichenen Rotorfläche sicher sein zu können.

Handlungsempfehlung: Das Kriterium sollte in der im RefE vorgeschlagenen Fassung entfallen.

Stattdessen stellt der BWO zur Diskussion statt der Rotorfläche, die potenzielle Energieerzeugung in einem Normaljahr zu bewerten.

Das Kriterium könnte in diesem Fall auf den Gesamtenergieertrag über eine angenommene Projektlebensdauer von 25 Jahren erweitert werden. Das Gebot mit der höchsten voraussichtlichen und durch Fachgutachten zu belegenden jährlichen sowie akkumulierten Gesamtenergieertrag könnte dann die höchste Bewertung erhalten. Dieser hängt von weiteren Faktoren als der überstrichenen Rotorfläche ab und setzt auch eine effiziente Bewirtschaftung und intelligentes Parklayout voraus. Bei der Überprüfung der Einhaltung sind Abschattungseffekte zwischen OWPs und witterungsbedingte Schwankungen der Erzeugungsmenge aus den tatsächlichen Ergebnissen herauszurechnen.

Der Ertrag hängt neben der Rotorfläche und der Zahl der Anlagen auch von weiteren Faktoren wie zum Beispiel dem Parkdesign ab und setzt neben einer effizienten Bewirtschaftung und intelligentes Parklayout voraus. Bei der späteren Überprüfung der Einhaltung wären dann Abschattungseffekte und witterungsbedingte Schwankungen der Erzeugungsmenge aus den tatsächlichen Ergebnissen herauszurechnen, um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten.

Zur Begrenzung des Kontrollaufwandes könnte man auf eine hinreichend lange Kontrollperiode abstellen. Etwa durch die Angabe des voraussichtlichen jährlichen sowie akkumulierten Gesamtenergieertrag über eine angenommene Projektlebensdauer von 25 Jahren inklusive Korrektur des Wetterrisikos durch Normalisierung des Energieertrages durch eine vorher festgelegte Referenzperiode.

Unterschreitet der akkumulierte Energieertrag nach 7 Jahren den nach den Gebotsangaben erwarteten Energieertrag um mehr als 5%, ist eine festgelegte Pönale zu entrichten.

### 3.3.4. Kriterium „Vereinbarkeit mit Belangen des Natur- und Artenschutzes“

Der BWO begrüßt ausdrücklich, dass die Vereinbarkeit mit den Belangen des Natur- und Artenschutzes im Rahmen der qualitativen Kriterien berücksichtigt wird. Allerdings erscheint der aktuelle Vorschlag sein Ziel diesbezüglich nicht erreichen zu können. Erneut kritisieren wir, dass die angelegten Kriterien kaum in der Lage sein können, eine Differenzierbarkeit zwischen den Geboten zu erreichen.

Dem Gesetzentwurf zufolge erhält die maximale Punktzahl von 12,5 Bewertungspunkten jenes Gebot, das (bezogen auf die Gesamtanzahl der Anlagen) den höchsten Anteil von Anlagen enthält, die weder durch den Einsatz von Impulsrammung begründet werden noch über Schwergewichtsgründungen. Am Gebot mit dem höchsten Anteil alternativer Gründungstechnologien sollen alle weiteren Gebote gemessen werden. Der im Gebot angegebene Anteil sei im anschließenden Planfeststellungsverfahren mit den geplanten Gründungen zu konkretisieren und einzuhalten.

Für die Mitglieder des BWO ist die Vereinbarkeit des Ausbaus der Offshore-Windenergie mit dem Naturschutz ein zentrales Anliegen. Vor diesem Hintergrund ist die Erwägung von Kriterien, die eben dieses Verhältnis zwischen Offshore-Windenergie und Naturschutz adressieren, grundsätzlich zu begrüßen. Allerdings besteht das Problem, dass bei den nicht voruntersuchten Flächen keine Kenntnis über die Beschaffenheit des Meeresbodens vorliegt. Verlässliche Angaben über die möglichen Gründungsmethoden lassen sich daher kaum machen. Unklar sind aus Sicht des BWO zudem die Rechtsfolgen bei Nichteinhaltung der im Gebot genannten Anzahl von Gründungen ohne Impulsrammung.

Aufgrund der oben beschriebenen Problematik ist zu erwarten, dass auch dieses Kriterium nur bedingt zu differenzierbaren Geboten führen wird. Die Konzepte alternativer Gründung werden sich aller Voraussicht nach stark ähneln, sodass auch der Anteil an Gründungsalternativen annähernd gleich sein dürfte.

Zudem negiert der vorliegende Vorschlag vollkommen, dass auch im Rahmen der Impulsrammung beachtliche Fortschritte hinsichtlich der Lärmemission gemacht wurden und weitere zu erwarten sind. Wenn eine möglichst geringe Schallbelastung (in Dezibel) als Zielvorgabe angelegt wird, ist es daher in unseren Augen nicht sinnvoll, spezifische Gründungsstrukturen de facto auszuschließen. Stattdessen sollten neue, ambitionierte Lärmschutzgrenzen (in Dezibel) eingefügt werden, deren Erreichen dann dem Wettbewerb und der Innovationskraft der Unternehmen überlassen wird.

Mit Blick auf die Versiegelung des Meeresbodens ist es verwunderlich, dass der aktuelle Referententwurf dieses wichtige Thema zwar als Stellschraube für den Arten- und Naturschutz erkennt, es aber versäumt, hieraus ein Kriterium abzuleiten. Der BWO empfiehlt, dies nachzuholen und jenen Bieter zu belohnen, der die geringste Versiegelung des Meeresbodens vorschlägt (gemessen in qm).

Weiterhin ist diskussionswürdig, warum im Hinblick auf den Natur- und Artenschutz nur die Gründungstechnologien in den Blick genommen werden, die Dekarbonisierung beim Material sowie dem Bau und Betrieb der Offshore-Windparks und deren Wertschöpfungskette allerdings unberücksichtigt bleiben.

Handlungsempfehlung: Das Kriterium kann erhalten bleiben, weil es den richtigen Anreiz für einen möglichst umweltverträglichen Ausbau der Offshore-Windenergie setzt. Gleichzeitig muss aber auch bewusst sein, dass dieses Kriterium in seiner aktuellen Fassung nur bedingt für eine Differenzierung geeignet ist. Es sollte daher in Hinblick auf Differenzierbarkeit und Effektivität überarbeitet werden.

### 3.3.5. Kriterium „Recyclingfähigkeit der Rotorblätter“

Zudem sieht der Gesetzentwurf vor, dass die Recyclingfähigkeit der Rotorblätter der Windenergieanlagen auf See anhand der Recyclingquote, bezogen auf die Gesamtmasse der Rotorblätter, bewertet werden soll. Hier sind zwei Aspekte voneinander zu unterscheiden:

1. Die Möglichkeit des Recyclings aus heutiger Sicht und
2. die Möglichkeit der Rohstoffverwertung zum Zeitpunkt des Rückbaus (der ab 2023 ausgeschriebenen Windparks) in den 2060er Jahren.

Nachhaltigkeit ist ein zentraler Antrieb für die Unternehmen der Offshore-Windenergie. Aus Sicht der Mitglieder des BWO ist daher nicht nachvollziehbar, wieso hinsichtlich der Recyclingfähigkeit nur auf die Rotorblätter abgestellt wird. Es wäre ebenso gut möglich, die Recyclingfähigkeit des Fundaments bzw. den Rückbau der Gründungsstrukturen in den Blick zu nehmen. Die Offshore Windindustrie strebt die Erreichung einer Kreislaufwirtschaft an. Vor diesem Hintergrund hat sich die Branche auf europäischer Ebene auf einen „Landfill Ban“ für Rotoren bis 2025 geeinigt. Daher unterstützen wir gesetzliche Festlegungen, welche das Erreichen der Kreislaufwirtschaft ermöglichen. Rotorblätter werden bereits heute grundsätzlich wiederverwertet – zumeist als Rohstoff in der Zementindustrie.

Hinsichtlich des Kriteriums muss **im Sinne der Kreislaufwirtschaft die gesamte Wertschöpfungskette in die Pflicht genommen werden**. Dies betrifft nicht nur die Wiederverwertung der Rohstoffe, sondern auch den CO<sub>2</sub>-Fußabdruck bei Komponentenherstellung, Installation, Betrieb und Rückbau des

Offshore-Windparks. Betreiber von Offshore-Windparks haben aktuell jedoch nur begrenzte Möglichkeiten die Recyclingfähigkeit bei Herstellern einzufordern, da die Verhandlungsbasis der Betreiber gegenüber den Herstellern aufgrund der hohen globalen Nachfrage begrenzt ist.

Im Hinblick auf die Recyclingfähigkeit von Rotorblättern ergibt sich darüber hinaus das Problem, dass mit der Benennung der Recyclingquote im Gebot bereits bei der Auktion eine Vorfestlegung auf einen konkreten Lieferanten der Erzeugungsanlage vorgenommen werden muss. Dies würde den Wettbewerb zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung beeinträchtigen und – wie weiter oben bereits beschrieben – Unternehmen, die zur Durchführung von Vergabeverfahren verpflichtet sind, stark benachteiligen.

Zudem stellen sich bei diesem Kriterium komplexe rechtliche Fragen. Beispielsweise ist offen, wie tatsächliche realisierte Recyclingfähigkeit „festgestellt“ wird, und was die Konsequenzen einer nachträglich festgestellten Zielverfehlung sind. So ist derzeit unklar, was passiert, wenn das Blatt nicht in dem Maße recyclingfähig ist wie zunächst zugesagt.

Das zentrale Problem ist auch hier die fehlende Differenzierbarkeit. Das Recycling stellt auf einen Zeitraum nach dem Rückbau der Offshore-Windanlagen nach dem Ende ihrer Lebensdauer ab – also einen Zeitpunkt, der je nach Anlage mindestens 25-30 Jahre in der Zukunft liegt. Es erscheint aus heutiger Perspektive vollkommen unvorhersehbar, wie die technische Entwicklung in dieser Zeit voranschreiten wird und welche Möglichkeiten zum Recycling sich zum Zeitpunkt des Rückbaus bieten werden.

Zudem ist es nicht unwahrscheinlich, dass durch den eingeschlagenen Weg der Branche zur Kreislaufwirtschaft alle Wettbewerber den Rotortyp mit der höchsten Recyclingquote einsetzen werden, oder aber, in Erwartung der technischen Entwicklungen, bereits heute das vollständige Recycling versprechen werden. Somit wäre keine Differenzierbarkeit der Angebote durch dieses Kriterium möglich.

#### Fazit:

Recycling ist ein wichtiges Thema. Als Differenzierungskriterium bei der Ausschreibung eignet es sich allerdings kaum.

### **3.3.6. Handlungsempfehlungen für das Segment der nicht zentral voruntersuchten Flächen**

Wir wollen die Energiewende „besser“ machen. Sofern ein Abschöpfen von Erlösen unverzichtbar ist, so sollten diese zumindest einen Mehrwert für die Energiewende stiften. Dies ist bei der gegenwärtig vorgeschlagenen Gebotskomponente nicht der Fall. Die Zahlung der Gebotskomponente ist unproduktiv und führt nicht zu einer Verbesserung im Energieversorgungssystem. Direkte finanzielle Zahlungen ziehen Mittel aus qualitativen Kriterien ab und verhindern so, dass diese Mittel in die Weiterentwicklung der Offshore-Technologie oder für die Systemintegration eingesetzt werden können. Die Gebotskomponente kann nicht bewirtschaftet werden und muss durch die Abnehmer des Stroms schlussendlich finanziert werden. Hinzu kommen erhebliche Risikoaufschläge und steigende Kapitalkosten für die Investoren, da sie die aus der Gebotskomponente erwachsenen Risiken nicht bewirtschaften können. Die im Gesetzentwurf vorgesehene Entlastung der Haushaltskunden durch die Reduzierung der Offshore-Haftungsumlage kann dies nicht kompensieren.

Stattdessen wollen wir mit einem eigenen Vorschlag zentrale Herausforderungen im Rahmen der Transformation des Energieversorgungssystems adressieren.

### 3.3.6.1. BWO-Alternativvorschlag: Systemintegration in den Mittelpunkt

Die gelungene Systemintegration ist für den Erfolg der deutschen Energiewende von zentraler Bedeutung. Nur wenn wir die Nutzung der Energie innovativ, nachhaltig und netzdienlich mitdenken, können wir die gesamtgesellschaftlichen Potentiale der Offshore Windenergie vollumfänglich nutzen. Daher empfiehlt der BWO, **den Kriterienkatalog für die Zuschlagserteilung zu ergänzen und dabei die Systemintegration des erzeugten Stroms als Kriterium zu berücksichtigen.** Auch **der Koalitionsvertrag betont, dass der Aspekt der Systemintegration in der uns bevorstehenden Phase der Energiewende zunehmend an Bedeutung gewinnt.**

Eine der größten Herausforderungen wird darin bestehen, die erzeugten Strommengen durch die Übertragungsnetze zu den Verbrauchszentren zu transportieren. Kann der Netzausbau an Land nicht mit dem Ausbau der Windenergie auf See Schritt halten, ist mit häufigen Redispatch-Maßnahmen in der aktuellen Netzsituation zu rechnen. Dies steht einer effizienten Nutzung der bereitgestellten Energie aus den Offshore-Windenergieanlagen entgegen und führt zu erhöhten Kosten. Zudem erhöht sich das Risiko, dass in Deutschland zwei Preiszonen für Strom entstehen. Der Nordwesten mit hoher Onshore-Winderzeugung und den Anschlusspunkten der allermeisten Offshore Windparks würde vom Rest des Landes, insbesondere den industriellen Verbrauchszentren im Westen und Süden getrennt werden.

**Der BWO empfiehlt daher, die Bereitstellung von Speicherkapazität, den gezielten Einsatz von Power-to-X (Wasserstoff, Wärme, etc.) und/oder gesicherte Leistung und/ oder flexible Last in räumlicher Nähe zum Netzverknüpfungspunkt als Zuschlagskriterium zu prüfen.** Ein finanzielles Engagement der Betreiber in diesen Bereichen hätte einen bedeutend höheren volkswirtschaftlichen Effekt als eine reine Zahlung an den ÜNB. Dieses Kriterium sollte nach Auffassung des BWO mit 50 von 100 Punkten eine zentrale Rolle bei der Zuschlagserteilung einnehmen, während die verbleibenden 50 Punkte auf die weiteren Kriterien (siehe unten) entfallen sollten. Systemintegration als Hauptzuschlagskriterium ist gegenüber der bloßen Zahlung „dummen“ Geldes vorzugswürdig, denn damit werden folgende Ziele gestärkt:

- Die Versorgungssicherheit wird erhöht.
- Die Effizienz der Erneuerbaren Energien nimmt zu, da weniger Strommengen aufgrund von Netzengpässen abgeregelt werden müssen.
- Durch die Skalierung von Speichern werden weitere für die Transformation des Energieversorgungssystems notwendige Kostensenkungspotentiale gehoben.
- Durch Abfrage der Investitionsbereitschaft in Speicherkapazität, Power-to-X-Technologien, gesicherte Leistung oder flexible Last wird eine Überförderung effektiv vermieden und den Anforderungen der Europäischen Beihilfeleitlinien entsprochen.
- Stabilisierung der Einnahmen und dadurch geringere Finanzierungskosten für OWP-Betreiber

### 3.3.6.2. Umweltverträglichkeit des Ausbaus der Offshore-Windenergie

Der Gesetzentwurf adressiert richtigerweise den umweltverträglichen Ausbau der Offshore-Windenergie. Nachhaltigkeit und Umweltverträglichkeit des Ausbaus sind ein zentrales Anliegen der Branche.

Wie oben dargelegt eignen sich die im Gesetzentwurf genannten Kriterien jedoch nur eingeschränkt für eine Differenzierung. Ungeachtet dessen können mit den Kriterien richtige Signale gesetzt werden, um die Verfahren bei der Herstellung von Bauteilen und die Verfahren bei der Errichtung von Offshore-Windparks zu verbessern. Vor diesem Hintergrund sollten diese Elemente weiterhin Bestandteil der überarbeiteten Zuschlagskriterien sein.

## 3.4. Weitere BWO-Empfehlungen – unabhängig vom Ausschreibungssegment

### 3.4.1. Stärkung der Realisierungswahrscheinlichkeit durch Präqualifikation

Die Realisierung von Offshore-Windparks ist komplex und setzt hohes technisches und wirtschaftliches Knowhow voraus. Angesichts des hohen Ausbaudrucks und der ambitionierten Ziele empfiehlt der BWO die Einführung einer Präqualifikationsrunde für kommende Offshore-Wind-Auktionen. Die Präqualifikation sichert die Teilnahme von Unternehmen an der Auktion ab, die in der Lage sind, Offshore-Windparks kompetent und mit hoher Realisierungswahrscheinlichkeit zu entwickeln, zu bauen und zu betreiben. Hierfür spielt Erfahrung in der Entwicklung, beim Bau und Betrieb von Offshore-Windparks eine bedeutende Rolle. Mit einigen einfachen Abfragen im Rahmen einer Präqualifikation kann daher verhindert werden, dass Bieter an der Auktion teilnehmen, die nicht über Kompetenz verfügen, Projekte termingerecht und erfolgreich managen zu können.

Um ein schnelleres Vorgehen zu gewährleisten, sollte die Präqualifikation integraler Bestandteil der qualitativen Ausschreibung von nicht zentral voruntersuchten Flächen sein.

Eine solche auf Erfahrung ausgerichtete Präqualifikationsrunde schränkt bei richtiger Ausgestaltung nicht die Akteursvielfalt ein. Es erfolgt keine Zugangsbeschränkung zur Auktion für Unternehmen aus anderen Ländern. Vielmehr gewährleistet eine solche Präqualifikationsrunde, dass ein breites Größenspektrum von Unternehmen mit Erfahrung in der Offshore Windindustrie teilnehmen kann. Eine Beteiligung von Branchenneulingen in Form von Konsortien mit erfahrenen Unternehmen ist ebenfalls unproblematisch. Die Größe der Unternehmen ist dabei nicht relevant.

### 3.4.2. Risikobegrenzung und Erhöhung der Akteursvielfalt

Der aktuelle Gesetzentwurf enthält keine Regelung zur Begrenzung der bezuschlagbaren Kapazität auf einzelne Bieter. Dies sollte aus Sicht des BWO jedoch nachgeholt werden, um Akteursvielfalt zu erhalten und marktbeherrschende Positionen zu vermeiden. Die Ausgestaltung einer solchen Regelung sollte im Sinne des Europäischen und deutschen Wettbewerbsrechts erfolgen. Zudem kann durch eine solche Begrenzung die Entstehung von Klumpenrisiken und das damit verbundene Risiko der Zielverfehlung reduziert werden.

In den USA und Taiwan sind solche Limitierungen eingeführt worden. In Japan dagegen zeigen die Ergebnisse der ersten Auktion im Dezember 2021, dass ohne eine Limitierung schnell eine monopolistische Marktsituation herbeigeführt werden kann.

### 3.4.3. Neuregelung zur Bereitstellung von Sicherheiten bei Gebotsabgabe

Der BWO begrüßt die in Abs. § 41 Absatz 1 vorgeschlagene Reduzierung der zu leistenden Sicherheit auf künftig 100 € pro Kilowatt installierter Leistung ebenso wie die vorgeschlagene Aufteilung der Erst- und Zweitsicherheit.

Für die Gebote im zweiten Ausschreibungssegment erfolgt keine Reduzierung der Höhe der Sicherheit, sondern bleibt bei einer Höhe von 200 € pro Kilowatt installierter Leistung. Hier sollte geprüft werden, ob nicht auch hier eine Reduzierung sachlich gerechtfertigt ist. Die zu wählende Höhe der Sicherheit im zweiten Ausschreibungssegment für nicht zentral voruntersuchte Flächen muss allerdings weiterhin das erhöhte Realisierungsrisiko im zweiten Ausschreibungssegment gegenüber dem Realisierungsrisiko im ersten Ausschreibungssegment widerspiegeln.

Wir regen zudem an, dass Bieter, an denen zu mehr als 50 Prozent kommunale Gebietskörperschaften beteiligt sind, die Sicherheit erst nach Zuschlagserteilung zu stellen haben sollten. Denn kommunalen Gebietskörperschaften ist es aus haushaltsrechtlichen und kommunalrechtlichen Gründen nicht möglich, Risikoinvestitionen in Form möglicher Zinsverluste bei Nichtbezuschlagung zu tätigen. Gleichzeitig soll entsprechend der RED II-Richtlinie kommunalen Gebietskörperschaften der Zugang zur Teilnahme an den Offshore ermöglicht werden.

Bezüglich § 41 Abs. 3 RefE schlagen wir vor, dass die Pönale auf einen festen Betrag pro Tag Fristüberschreitung steigen sollten, sodass es für den Säumigen eine Motivation gibt, auch nach Fristablauf möglichst schnell einzuzahlen. Entsprechend bedarf es einer Fristanpassung in § 43 RefE, damit der Zuschlag nicht vor vollständigem Auflaufen der Pönalen aufgelöst wird.

Bezüglich des § 45 RefE und des § 52 RefE bitten wir darum, die Regelung enger zu fassen. Die Erstattung der Sicherheit an den unterlegenen Bieter sollte unverzüglich, spätestens jedoch 2 Wochen nach Zuschlagserteilung erfolgen. Denn durch die Höhe der zu hinterlegenden Sicherheiten fallen hohe Zinszahlungen an, die so weit wie möglich zu limitieren sind.

### 3.4.4. Überarbeitung der Sektorenrichtlinie notwendig

Das EU - Vergaberecht sieht für Unternehmen, die sich überwiegend in öffentlicher Hand befinden und in bestimmten Sektoren tätig sind, detaillierte Vorgaben für die Vergabe von Aufträgen vor. Dies gilt für Liefer-, Bau- und Dienstleistungsaufträge. Mit der sogenannten „Sektorenrichtlinie“ (Richtlinie 2014/25/EU) werden spezifische Regeln festgelegt für die Ausgestaltung von Vergabeverfahren zur Beschaffung u.a. in den Sektoren Wasser-, Energie- und Verkehrsversorgung. Mitgliedsstaaten können allerdings für Aktivitäten, die ausreichend dem Wettbewerb unterliegen, einen Antrag auf Befreiung vom Vergaberecht stellen.

2011 wurde ein Antrag zur Freistellung des deutschen Stromerzeugungs- und Stromgroßhandelsmarktes an die EU-Kommission gerichtet. Die EU-Kommission hatte diesem Antrag für die Erzeugung und den Großhandel auf der Basis konventioneller Energiequellen, nicht aber für erneuerbare Anlagen stattgegeben.

In anderen europäischen Ländern sind auch erneuerbare Anlagen von der Richtlinie befreit. Dies gilt beispielsweise für die Niederlande, Italien und Litauen (Durchführungsbeschlüsse (EU) 2018/71, (EU) 2020/1499 und (EU) 2020/1500). Insgesamt ergibt sich in Europa eine unterschiedliche Handhabung: Unternehmen in öffentlicher Hand, die an die Prozesse des EU-Sektorenvergaberechts gebunden sind, sind zusätzlich im Nachteil, da die Komplexität des EU - Vergabeverfahrens für Lieferanten im Vergleich zu direkten Verhandlungen mit privaten Unternehmen unattraktiv ist. Diese Situation entspricht nicht mehr der ursprünglichen Zielsetzung des EU-Sektorenvergaberechts, wonach freier und transparenter Wettbewerb zwischen Lieferanten garantiert werden sollte. In Deutschland bemüht sich die Energiewirtschaft in jüngster Zeit um Befreiung vom EU-Sektorenvergaberecht auch für Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien. Der gesamte Prozess ist für die Unternehmen sehr aufwändig.

Gerade in Bezug auf die Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie ist das EU-Sektorenvergaberecht nicht zeitgemäß. In Deutschland waren die Übergangsausschreibungen in den Jahren 2017 und 2018 deutlich überzeichnet und erwirkten jeweils Nullgebote, wonach die erfolgreichen Bieter auf eine erzeugungsabhängige Förderung verzichteten und ihre Anlagen der Direktvermarktung und somit Marktpreisen unterwerfen. In den kommenden Ausschreibungen wird weiterhin ein intensiver Wettbewerb erwartet.

Dazu kommt die bereits eingangs beschriebene heutige Lieferantenmarkt-Situation im Offshore-Wind-Markt, nach der sich Unternehmen ihre Lieferanten ohnehin nicht frei aussuchen. Nicht zuletzt ist speziell im Offshore-Wind-Bereich der Weg über eine nationale Behörde fraglich. Im Offshore-Wind-Segment kommt eine Meeresboden-Logik zur Anwendung, weshalb eine nationale, unterschiedliche Behandlung zu Wettbewerbsverzerrungen zum Nachteil öffentlicher Unternehmen führt. Nicht nur die Projektentwicklung ist - insbesondere mit Blick auf zukünftige Offshore-Hybridprojekte (siehe Kapitel 6) - grenzüberschreitend zu sehen. Der gesamte Markt ist von hohem internationalem Wettbewerb geprägt: Ausschreibungen stehen allen europaweit tätigen Offshore-Projektentwicklern offen. Teilweise treten Konsortien zu Ausschreibungen an, die aus Unternehmen aus verschiedenen europäischen Ländern bestehen. Unterschiedliche nationale Sichtweisen und Vorgaben in Bezug auf beispielsweise das EU-Sektorenvergaberecht passen hier also schlicht nicht mit der tatsächlichen Markt- und Wettbewerbssituation zusammen.

Wir halten daher die diesbezügliche Überarbeitung der Sektorenrichtlinie für sinnvoll - beispielsweise durch eine Befreiung des Offshore-Windenergie-Bereichs vom EU-Sektorenvergaberecht und bitten die Bundesregierung kurzfristig auf EU-Ebene auf diese Änderung hinzuwirken.

#### **4. Rückbauverpflichtung und Höhe der Rückbau-Sicherheit**

Die in § 80 Abs.2 RefE vorgesehene Rückbaufrist in Höhe von 12 Monaten ist für die Gewährleistung einer effizienten Flächennutzung ohne größere Unterbrechungen grundsätzlich zu begrüßen. Allerdings ist die Dauer des Rückbaus bedingt durch unterschiedliche Gründungs-, Tragwerk- und Turbinentechnologien von Park zu Park sehr unterschiedlich.

Bei der Festlegung einer Rückbaufrist kann prinzipiell davon ausgegangen werden, dass der erforderliche Zeitraum vergleichbar mit dem Aufbau des Offshore-Windparks ist. Die wesentlichen Zeitfenster werden durch die Schwerlasthebevorgänge und die nötigen Wetterfenster vorgegeben. Bei gleichbleibenden Wetterbedingungen ist der Zeitraum März bis September als ideale Rückbauzeit



anzunehmen. Einen Rückbau in der Zeit zwischen Oktober und Februar betrachten wir unter Beachtung der aktuellen Bedingungen weder als sicher noch als wirtschaftlich sinnvoll. Des Weiteren ist die rechtzeitige Verfügbarkeit der o.g. Schwerlastinfrastruktur aufgrund des Mangels an Stelzenschiffen für Betreiber nur schwierig realisierbar.

Generell sollte daher aus Sicht des BWO der Rückbau flexibel über einen Zeitraum von 2 Jahren durchgeführt werden können. Die bislang vorgeschlagene Frist von 12 Monaten reicht nicht für einen vollständigen Rückbau aus und würde bedeuten, dass Betreiber eines OWP während der Betriebszeit eines OWP bereits Rückbaumaßnahmen beginnen müssten.

Im RefE wird in der Anlage zu § 80 Abs. 3 die grundsätzliche Höhe der Sicherheit geregelt, um die Erfüllung der in § 80 Absatz 1 RefE genannten Beseitigungspflicht sicherzustellen. Dort wird ohne eine ausreichende Begründung eine Sicherheit von 1,5 Mio. Euro je Windenergieanlagen, 1 Mio. Euro je sonstiger Energiegewinnungsanlagen und 50 Mio. Euro je Offshore-Anbindungsleitung als Sicherheit vorgesehen.

Diese Werte liegen weit über dem, was Projekte typischerweise für den Rückbau budgetieren, und würden zu einer signifikanten Erhöhung der Sicherheiten und der damit verbundenen Kosten führen. Es gibt in dem Gesetzentwurf keinerlei Erklärung für diese Zusatzbelastung der Projekte und wir können derzeit nicht nachvollziehen, auf welcher Grundlage diese Beträge festgelegt wurden. Wir halten die Definition von solchen Richtwerten für verfrüht und empfehlen, die existierenden Regelungen beizubehalten. Zudem besteht derzeit keine Dringlichkeit, diese Thematik zu adressieren, da keine nennenswerten Rückbauaktivitäten von Offshore Windparks in Deutschland vor Ende des nächsten Jahrzehnts zu erwarten ist.

Die vorgesehene Aufwertung der Offshore-Windenergie gewährleistet aus Sicht des BWO in Anbetracht der Ausbauziele einen angemessenen und sicheren Kompromiss zwischen der Schifffahrt und der Offshore Windenergie. Die Forderung zur Abkehr von den bisherigen Berechnungsmodellen zur Berechnung der Kollisionswahrscheinlichkeit zwischen Offshore Windparks und der Schifffahrt befürworten wir daher ausdrücklich. Die bisherige Praxis zur Berechnung der Kollisionswahrscheinlichkeit stammt bereits aus den 90er Jahren und ist für den aktuellen Grad des Ausbaus sachlich ungeeignet, da Windparks in Isolation voneinander betrachtet werden und das Kollisionsrisiko dadurch sinkt.

## **5. Realisierungsfristen und Pönalisierung anpassen**

Die im derzeit geltenden WindSeeG aufgeführten Realisierungsfristen für OWP müssen für die auszu-schreibenden Mengen verlängert werden, wobei hier zwischen zentral voruntersuchten und nicht zentral voruntersuchten Flächen differenziert werden muss. Die Realisierungsfristen für Übertragungs-netzbetreiber sind analog in § 17 Abs. 8 EnWG anzupassen.

Nicht sachgerechte Sanktionierungen durch das WindSeeG im Falle nicht zu vertretender Verspätungen sind zu vermeiden, der Ausnahmen- Paragraph, § 61 WindSeeG, ist dringend anzupassen und auch vor dem Hintergrund möglicher Lieferengpässe zu flexibilisieren.

Betreiber benötigen nach dem Zuschlag mehr als die gemäß WindSeeG und dem Flächenentwicklungsplan (FEP 2020) vorgesehenen 5 bis 5,5 Jahre. Dies gilt insbesondere auch für nicht zentral voruntersuchte Flächen, denn die für ein Planfeststellungsverfahren erforderlichen Umweltmonitoring-Daten

für eine Umweltverträglichkeitsstudie müssen z.B. bereits vor der aktuell vorgesehenen Realisierungsperiode erhoben werden.

Insbesondere die Regelung in § 59 Abs. 2 S. 1 Nr. 5 WindSeeG (geltende Fassung), dass sämtliche Windenergieanlagen 6 Monate nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin fertiggestellt sein müssen, ist ein Investitionsrisiko und -hemmnis. Es besteht das Risiko, dass nach fünf Jahren Bauzeit und Investitionen in Milliardenhöhe ein Überschreiten der Fristen zum Verlust des Projektes oder zumindest eines signifikanten Teils des Projektes führt. Rechtsfolge ist nach den Vorschriften des WindSeeG dann, dass die BNetzA gemäß § 60 Abs. 3 WindSeeG den Zuschlag widerrufen (im Falle des § 59 Abs. 2 S. 1 Nr. 5 WindSeeG in ggf. anteiliger Höhe) muss. Zudem ist unklar, was in so einem Fall mit dem teilweise fertiggestellten Windpark passieren soll. Auch löst dies die Pflicht zur Zahlung einer Pönale in Höhe der hinterlegten Sicherheit (bzw. wiederum im Falle des § 59 Abs. 2 S. 1 Nr. 5 WindSeeG ggf. eines Teiles hiervon) aus. Im Ergebnis führt dies dazu, dass Investitionsentscheidungen nicht oder nur unter erheblichen Risikoauflagen, die im Rahmen der Marktmechanismen an den Stromverbraucher weitergereicht werden, getroffen werden können.

Der BWO empfiehlt, dass der Mechanismus des unmittelbaren Zuschlagsentzugs bei der Nichteinhaltung der Meilenstein-Fristen (§ 60 Abs. 3 WindSeeG geltende Fassung) abgeschafft wird. Zudem ist zu den ursprünglichen Meilenstein-Fristen (etwa Realisierung innerhalb von 18 Monaten nach Inbetriebnahme) zurückzukehren. Auch müssen die Pönalen, entsprechend den gängigen Vertragsstrafen bei Bauvorhaben, tageweise berechnet werden, mit einem Totalverlust erst ab einem Verzug von 90 oder 120 Tagen. Eine „Ganz-oder-gar-nicht“-Regelung führt zu Investitionshemmnissen, da Gründe für eine Verzögerung bei komplexen Projekten selten ausschließlich aus der steuerbaren Risikosphäre des Projektentwicklers stammen und eine Weitergabe der Risiken in den Lieferketten zu deutlichen Kostensteigerungen führt, die eine Investition unrentabel werden lassen. Die in § 61 WindSeeG (geltende Fassung) enthaltenen Ausnahmen müssen flexibilisiert werden; die Beweislastumkehr und die Zurechnung jeglichen Verhaltens (etwa) der Zulieferer sind zu streichen.

## **6. Bestimmungen zum Repowering**

Wir begrüßen, dass der neue Referentenentwurf mit dem neuen § 89 RefE einen Vorschlag macht, dessen Zweck darin besteht, die bezuschlagten Flächen effizient zu nutzen und die Effizienz der bereits installierten Erzeugungsanlagen zu erhöhen.

Der zuvor mit der Branche nicht diskutierte Vorschlag wirft jedoch erhebliche Fragen hinsichtlich seiner inhaltlichen Ausgestaltung (keine Möglichkeit der Anbringung neuer Fundamente) und des optimalen Verhältnisses von Repowering und Neubau durch eine Neuausschreibung der Fläche aus. Wir empfehlen daher, auf eine detaillierte Neuregelung in dieser Novelle zunächst zu verzichten, jedoch gleichzeitig die wesentlichen Grundsätze des Ziels und des Umfangs von Repowerings im Rahmen einer Verordnungsermächtigung zu verankern.

Die Branche wird sich intensiv mit dem Thema auseinandersetzen und Vorschläge hierzu entwickeln.

## 7. Anpassungen des EnWG zielführend, aber unzureichend

Durch die Änderungen in Artikel 2 werden wichtige Verbesserungen am derzeitigen § 17d EnWG vorgenommen, allerdings unterbleibt die notwendige Anpassung des § 17e EnWG.

### 7.1. Verbindlicher Fertigstellungstermin für Netzanbindung

Der BWO begrüßt die angestrebten Anpassungen beim § 17d EnWG. Der voraussichtliche Fertigstellungstermin wird dem Entwurf zu Folge bereits 36 Monate vor dem Eintritt zum **verbindlichen Fertigstellungstermin** festgelegt. Daran anknüpfend muss laut Gesetzesentwurf der Nachweis der bestehenden Finanzierung für die Errichtung von Windenergieanlagen auf See bereits 2 Monate nach dem Entstehen der Verbindlichkeit des Fertigstellungstermins vorgelegt werden.

Am verbindlichen Fertigstellungstermin der Offshore-Anbindungsleitung des ÜNBs werden Realisierungsfristen und Entschädigungsregeln bei Verzögerung des Netzanschlusses nach § 17e Abs. 2 EnWG festgemacht. Für den OWP-Betreiber ist die Verbindlichkeit der Fertigstellungstermine daher zentral. Aktuell wird dieser Termin zwar vor der Gebotsabgabe bekannt gegeben, allerdings erst 30 Monate vor Fertigstellungsende verbindlich. Mit dem RefE wird diese Frist zwar auf 36 Monate angehoben. Bis zu diesem Zeitpunkt müssen OWP-Betreiber dennoch bereits wesentliche Entscheidungen getroffen und teils Aufträge mit signifikanten Investitionssummen erteilt haben. Das Risiko von Projektverzögerungen, welche in der Sphäre des ÜNB liegen, wirkt sich direkt auf den Projektzeitplan des Betreibers aus.

Grundsätzlich vertritt der BWO jedoch die Auffassung, dass der im **Flächenentwicklungsplan genannte Fertigstellungstermin verbindlich sein sollte**. Aufgrund der Anforderungen aus dem WindSeeG ist es für die Betreiber wesentlich, Planungssicherheit zu erlangen, ggf. bereits vor der Angebotsangabe (Vorverträge mit Anlagenherstellern, Sicherung von Schiffskapazitäten). Es darf danach nicht mehr in der Hand des Übertragungsnetzbetreibers liegen, die investitionsrelevanten Termine einseitig anzupassen. Daher begrüßen wir, dass mit dem RefE die Sätze 3, 4, und 6 auch die Sätze 7 ff. gestrichen werden. Plädieren aber dafür, dass auch die Sätze 7 ff. gestrichen werden, damit der im FEP aufgeführte Termin verbindlich gilt.

§ 17d Abs. 1 EnWG enthält die entsprechenden Vorgaben, die durch bisherigen § 17d Abs. 2 EnWG unnötig aufgeweicht werden. ÜNBs ebenso wie OWP-Betreiber müssen den durch den FEP gesetzten Terminplan einhalten. Nur auf diese Weise wird der Zubau terminlich ausreichend verlässlich.

### 7.2. Handlungsempfehlungen für das Küstenmeer

Mit Blick auf das Küstenmeer ist der Flächenentwicklungsplan nicht anwendbar. Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BWO, dass die Vergabe von Netzanbindungssystemen (Bestellung) für Küstenmeerprojekte durch den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber spätestens mit Erteilung der BlmSchG-Genehmigung eines OWP erfolgen soll (analog zur Bestellung nach Aufnahme in den FEP).

Der BWO empfiehlt darüber hinaus, Netzanbindungssysteme von Küstenmeerprojekten nach §17d Abs. 6 EnWG nach Ausweisung der Flächen als Vorrangflächen in einem Landesraumentwicklungsprogramm der Küstenländer (Abschluss der Fachplanung nach ROG) in den Szenariorahmen (§12a EnWG) und den NEP (§12b EnWG) aufzunehmen. Andernfalls fehlen notwendige Vorgaben für eine Vorplanung durch den ÜNB. In der Folge existieren dann keine voraussichtlichen Fertigstellungstermine,

die wiederum für den OWP-Betreiber für die Investitionsentscheidung notwendig sind. In der weiteren Folge erfolgt für diese Netzanbindungssysteme keine Bestätigung durch die BNetzA und keine Aufnahme in den Bundesbedarfsplan.

### 7.3. Selbstbehalte ersatzlos aus EnWG streichen

Zudem bedarf es weiterer Anpassungen der Regelungen im § 17e EnWG, um eine ausreichende Investitionssicherheit herzustellen.

Mit der letzten Novelle des WindSeeG wurde der zeitliche Selbstbehalt der OWP-Betreiber bei Verzögerungen der Offshore-Netzanbindung von 10 auf 90 Tage erhöht (§ 17e Abs. 2 EnWG). Betreiber erhalten somit erst ab dem 91. Tag, an dem die Netzanbindung nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin verzögert ist, eine Entschädigung von lediglich 90 % der entgangenen Einspeisevergütung. Weitere Schadenersatzansprüche des Betreibers, z.B. wegen Baumehrkosten aufgrund der Verzögerungen, bleiben gesetzlich (entgegen allgemeinen zivilrechtlichen Grundsätzen) ausgeschlossen. Als Begründung wurde angeführt, dass aufgrund verkürzter Projektlaufzeiten die Risiken bei den ÜNB vergrößert seien. Dies trifft allerdings ebenfalls auf die OWP-Seite zu. Insofern existiert aktuell ein Ungleichgewicht zwischen den Konsequenzen der verzögerten Netzanbindung (keine Pönalen, erst ab 91 Tagen Verzögerung Entschädigung in Höhe von 90 %, die vom Stromkunden getragen werden) zu den Konsequenzen der verzögerten OWP-Fertigstellung (100 % Pönalen und Entzug des Zuschlags ab dem 1. Tag der Verzögerung).

Auch die ursprüngliche Begründung des Gesetzgebers für die finanziellen und zeitlichen Selbstbehalte dahingehend, 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), war von vornherein wirtschaftsrechtlich fragwürdig und unausgeglichen. Die gleichen Risiken treffen die OWPs für ihre Investitionen. Selbst wenn der ursprünglichen Begründung des Gesetzgebers weiterhin gefolgt würde, wären die Selbstbehalte zukünftig nicht mehr gerechtfertigt, da es sich nicht mehr um neue Technologien handelt.

Der BWO plädiert daher dafür, sowohl die finanziellen als auch die zeitlichen Selbstbehalte für Verzögerungen in § 17e Abs. 2 EnWG ersatzlos zu streichen.

Gleichzeitig empfiehlt der BWO eine Klarstellung, dass die Regelungen auch für Windenergieanlagen auf See im Küstenmeer gelten, die einen Anspruch auf Netzanbindung nach § 17d Abs. 6 EnWG haben.

Wir machen bei der Gelegenheit darauf aufmerksam machen, dass der Verweis in § 17e Abs. 3a EnWG auf Anlage 1 Nummer 2.2.3 EEG fehlerhaft ist und hier redaktioneller Anpassungsbedarf besteht.

### 7.4. Klarstellung Verknüpfungspunkt für OWP im Küstenmeer

Nach Auffassung des BWO sollten Projekte im Küstenmeer weder besser noch schlechter gestellt sein als OWP in der AWZ. Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BWO, analog zu den Festlegungen im FEP Kap. 4.2.2. zu verfahren: Dort heißt es für Netzanbindungssysteme mit Inbetriebnahme ab 2026: „... erfolgt die Planung und Errichtung der Umspannplattform nicht durch den OWP-Vorhabensträger bzw. durch den auf einer Fläche erfolgreichen Bieter, sondern durch den anbindungsverpflichteten ÜNB. Die Zuständigkeit für die Anbindung der WEA an die Umspannplattform liegt bei dem OWP-Vorhabensträger.“

## **8. Weitere Empfehlungen für einen beschleunigten Ausbau**

Aus Sicht des BWO existiert über die Vorschläge aus dem Gesetzentwurf hinaus weiterer Handlungsbedarf.

### **8.1. Klärung der Zuständigkeit für die Rettung in der AWZ**

In der zweiten Windenergie-auf-See-Verordnung (WindSeeV) wird auf Grundlage von § 12 Absatz 5 des geltenden WindSeeG die Eignung von zukünftigen Flächen für OWPs festgestellt. Dabei wird auch die Zuständigkeit für die Rettung von verunfallten Mitarbeitern in ein geeignetes Krankenhaus in die Verantwortung des Vorhabenträgers gesetzt.

Die Erbringung von Rettungsdienstleistungen in der AWZ ist bisher nicht (einheitlich) geregelt. Um einen Flickenteppich zu vermeiden, bedarf es bundeseinheitlicher und klarer Regelungen.

Die Verpflichtung zur Vorhaltung eines staatlichen bzw. öffentlichen Rettungsdienstes ergibt sich aus Art. 2 Abs. 2 S. 1 GG (Schutzpflicht des Staates für das menschliche Leben und die körperliche Unversehrtheit). Die Luftrettung hat sich dabei als effizientes und notwendiges Rettungsmittel etabliert. Innerhalb des Staatsgebietes der Bundesrepublik sind die Bundesländer für die rechtliche und verwaltungstechnische Organisation der Luftrettung verantwortlich. Die Kosten werden von den Krankenkassen getragen.

In der AWZ muss dies ebenfalls gelten, soweit der Staat von seinen Rechten auf wirtschaftliche Nutzung gemäß Art. 56 SRÜ Gebrauch macht. Es ist also Aufgabe des Staates die Luftrettung auszuschreiben und zu koordinieren oder selbst zu stellen.

Eine vollständige Weiterleitung dieser Pflichten auf die OWPs ist mit dem Übermaßverbot schwerlich in Einklang zu bringen und gefährdet auch die Effizienz der Rettung, da jeder OWP eigene Verträge mit ggf. unterschiedlichem Inhalt abschließen müsste, was zu einem Fleckenteppich in der Luftrettung führt. Aufgrund der unterschiedlichen Laufzeiten und fortwährender Ausschreibungen ist es auch für die Luftrettungsunternehmen schwieriger, eine stabile Wirtschaftlichkeitsplanung aufzusetzen.

Es besteht daher der Bedarf einer Vereinheitlichung im Rahmen einer rechtlichen Klarstellung.

#### Handlungsempfehlung: Bundesrettungsdienstgesetz in der AWZ schaffen

1. Gesetzliche Klarstellung, dass der Rettungsdienst inkl. Luftrettung in der AWZ Aufgabe des Staates ist. Als Vorlage könnte das Rettungsdienstgesetz Schleswig-Holstein dienen.
2. Rettungsdienstträgerin inkl. Luftrettungsträgerin ist die Bundesrepublik Deutschland.
3. Die Rettungsdienstträgerin schreibt die zu erbringenden Rettungsdienstleistungen Standortbezogen aus, Intervalle von [5 Jahren]. Die OWPs/Verbände werden an der Gestaltung der Ausschreibung beteiligt (Anhörungen). Bestandteil der Ausschreibung sind die zu erfüllenden Schutzziele.
4. Die Kosten trägt zunächst die Rettungsdienstträgerin.

5. Die Rettungsdienstträgerin vereinbart mit Krankassenverbänden, der DGUV, dem Verband der privaten Krankenkassen und den OWPs Benutzungsentgelte auf Kostendeckungsbasis (Vorlage z.B. § 7 RettungsdienstG SH)
6. Es wird nahegelegt, entsprechend dem niederländischen Modell auch die weiteren verfügbaren staatlichen Mittel, u.a. Küstenwache, Marine und deren Hubschrauber, in die Rettungsdienstleistungen mit einzubeziehen.
7. Die Erste Hilfe kann dabei als organisierte Erste Hilfe entsprechend § 21 RettungsdienstG ausgestaltet werden. Verpflichtete sind die Arbeitgeber der auf den Anlagen tätigen Arbeitnehmer. Die Absicherung der einzuhaltenden Standards erfolgt über DGUV-Vorschriften.
8. In anderen europäischen Staaten ist die Rettung von OWEA-Strukturen ebenfalls Aufgabe der SAR. Die SAR-Leistungen werden dort (NL, IRL, UK, NOR) mit Laufzeiten von 5 bis 10 Jahren ausgeschrieben.

## 8.2. Weitere BWO-Empfehlung: Beschleunigung der Wasserstoffherzeugung

Der BWO begrüßt die geplante Aufhebung der Begrenzung von sonstigen Energiegewinnungsbereichen auf derzeit noch 70km<sup>2</sup> sowie die grundsätzliche Ermöglichung der Abführung mittels Pipeline. Um eine weitere Möglichkeit zur Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien sowie eine damit verbundene Reduktion von Energieimportabhängigkeit zu nutzen, sollte geprüft werden, ob Flächen, welche nicht vor 2035 für die Stromproduktion Offshore bzw. den Anschluss an das Stromnetz an Land erschlossen werden können, für Offshore-Wasserstoff-Projekte vorgesehen und entsprechend den Maßgaben der „Sonstige-Energiegewinnungsbereiche-Verordnung“ ausgeschrieben werden können. Dies gilt insbesondere für Flächen im westlichen Außenbereich der deutschen Außenwirtschaftszone in der Nordsee, dem sogenannten Entenschnabel. Die Erschließung solcher Wasserstoffflächen bietet erhebliche Skalierungs- und damit Kostensenkungsvorteile für einen zeitlich beschleunigten Hochlauf der grünen Wasserstoffwirtschaft. Dies schafft ausreichend Planungssicherheit für die Supply Chain sowie die Entwicklung einer auf weite Entfernungen zum Festland effizienteren Transportinfrastruktur (Sammelpipeline).

## 8.3. Verordnungsermächtigung zur WindSeeV

Die Verordnungsermächtigung gemäß § 12 Abs. 5 WindSeeG wurde in der Vergangenheit dazu verwendet einen umfangreichen Regelungskatalog aufzustellen, der einen rechtlichen Rahmen für die jeweiligen Ausschreibungsflächen setzen sollte. Die Notwendigkeit dieser WindSee-Verordnungen ist nicht ersichtlich. Es handelt sich unseres Erachtens um eine vermeidbare Normensetzung durch die Genehmigungsbehörde im Vorwege zur Plangenehmigung bzw. Planfeststellung.

## 8.4. Erstreckungsklausel zur Anwendbarkeit von Sachen- und Deliktsrecht

Der BWO spricht sich für eine Klarstellung im Einführungsgesetz zum Bürgerlichen Gesetzbuch (EGBGB) zur Anwendbarkeit von Sachen- und Deliktsrecht in der AWZ aus, um die Eigentumsübertragung und Sicherheiten-Bestellung der Projekte zu erleichtern.

**Ansprechpartner:**

Manuel Battaglia

Leiter Politik & Regulatorik

Telefon: 030 28 444 - 650

E-Mail: [m.battaglia@bwo-offshorewind.de](mailto:m.battaglia@bwo-offshorewind.de)