

# Stellungnahme

vom

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

**Zum Referentenentwurf der Bundesregierung**

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

**WindSeeG-RefE**

**28. Mai 2020**

## Zusammenfassung

Der Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V. (BWO) dankt für die Möglichkeit, Stellung zum Referentenentwurf der Bundesregierung zum „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See Gesetzes und anderer Vorschriften“, zu beziehen. Als Vertretung der Betreiber von Offshore-Windparks in Deutschland machen wir von dieser Möglichkeit gerne Gebrauch.

Wenngleich es richtig und wichtig ist, dass die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung nun einen gesetzlichen Rahmen erhalten, so möchten wir unserer Stellungnahme zur Konsultation der Novelle des WindSeeG vorwegstellen, dass die extrem enge Fristsetzung eine Missachtung der demokratischen Gepflogenheiten darstellt. Eine auf weniger als 40 Stunden begrenzte Konsultation signalisiert uns, dass kein wirkliches Interesse an der Meinung der Betroffenen besteht. Die Branche hatte bereits frühzeitig Gesprächsbedarf angezeigt, woraufhin das BMWi am 7. April 2020 zusagte, „zu geeigneter Zeit einen weiteren Austausch mit der Branche“ zu suchen. Dies ist bis heute nicht erfolgt.

Ungeachtet dieser grundsätzlichen Kritik am Verfahren ist die gesetzliche Verankerung des 20-GW-Ausbauziels positiv zu bewerten. Zudem wird erstmals ein Ausbauziel über 2030 hinaus formuliert (40GW bis 2040). Dies eröffnet der Branche eine Perspektive und kann – wenn die weiteren Rahmenbedingungen stimmen – dazu beitragen, dass die notwendige Infrastruktur und das nötige KnowHow vorgehalten werden. Zu diesen geeigneten Rahmenbedingungen gehört zum Beispiel, dass die Realisierungsfristen bei der Insolvenz eines Turbinenherstellers verlängert werden.

Leider werden an anderer Stelle erhebliche Erschwernisse geschaffen, die das Erreichen der Ausbauziele verkomplizieren und zumindest erheblich verteuern. Die sogenannte „zweite Gebotskomponente“ erhöht die Investitionsrisiken und in der Folge die Stromgestehungskosten um etwa 30 Prozent. Gerade vor dem Hintergrund der aktuellen Wirtschaftskrise und dem erforderlichen Wiederaufbau der deutschen Wirtschaft nach der Corona-Pandemie muss es doch darum gehen, international wettbewerbsfähige Strompreise zu sichern.

Hinzukommt, dass die zweite Gebotskomponente die Realisierungswahrscheinlichkeit von bezuschlagten Anlagen senkt. In Anbetracht der Bedeutung der Stromerzeugung auf See für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit trotz Kernenergie- und Kohleausstiegs ist nicht nachvollziehbar, wieso an dieser Stelle ein vermeidbares Risiko eingegangen wird.

Nicht zuletzt möchten wir auf verfassungsrechtliche Bedenken hinweisen, denn die Einführung der zweiten Gebotskomponente stellt einen Eingriff in die grundgesetzlich gesicherten Eigentumsrechte der Inhaber von Eintrittsrechten dar. Die vorhersehbaren juristischen Auseinandersetzungen führen zu weiteren Unsicherheiten und Folgekosten – unabhängig davon, wie letztlich eine Entscheidung des BVerfG ausfallen mag.

Stattdessen empfiehlt der BWO die Einführung von Differenzverträgen. Aus Sicht der Offshore-Windpark-Betreiber bieten Differenzverträge enorme Vorteile, da sie die Kosteneffizienz des weiteren Ausbaus Erneuerbarer Energien verbessern. Weiterhin vermeiden Differenzverträge in Verbindung mit wettbewerblichen Ausschreibungen eine Überförderung und sichern sowohl das Erreichen der CO<sub>2</sub>-Minderungsziele als auch langfristig niedrige und stabile Stromkosten. Die Formulierung, dass der vorliegende Gesetzesentwurf alternativlos sei, weisen wir damit entschieden von uns. Mindestens sollte die zweite Gebotskomponente im aktuellen Verfahren zurückgestellt und über den Sommer ein breit angelegter Dialog mit der Branche geführt werden, bevor ein volkswirtschaftlich effizientes Instrument gewählt wird.

## Im Einzelnen:

<b>1. Ausbauziele.....</b>	<b>3</b>
<b>2. Synchronisierung von Netzausbau mit Parkanschluss .....</b>	<b>4</b>
<b>3. Anpassung der Rahmenbedingungen für die Ausschreibungen .....</b>	<b>5</b>
Grundsätzliche Würdigung der Ausschreibungsmodalitäten.....	5
Energiewirtschaftliche Würdigung der zweiten Gebotskomponente .....	5
Rechtliche Würdigung der zweiten Gebotskomponente .....	6
Verfahrenstechnische Probleme der Ausschreibung .....	7
Vorschlag des BWO: Differenzverträge .....	8
<b>4. Pilotwindanlagen .....</b>	<b>9</b>
<b>5. Anpassung der Realisierungsfristen .....</b>	<b>10</b>
Vertrauensschutz.....	10
Nachweis der Finanzierung .....	10
Insolvenz des Anlagenherstellers .....	11
<b>6. Sonstige Energiegewinnungsbereiche (Netzanschluss und Verordnungskompetenzen) .....</b>	<b>11</b>
Ausschluss von Leitungen.....	11
Rechtsverordnung für Ausschreibung .....	12
Finanzierung von Anlagen in sonstigen Energiegewinnungsbereichen .....	12
<b>7. Verordnungskompetenz für Ausschreibungen von Flächen ohne Flächenvoruntersuchung</b>	<b>12</b>
<b>8. Planfeststellung .....</b>	<b>13</b>

### 1. Ausbauziele

Der BWO begrüßt, dass die Ausbauziele nach § 1 WindSeeG-RefE angehoben werden sollen. Das Ausbauziel auf 20 GW bis 2030 anzuheben stellt schon lange eine wichtige Forderung der Branche dar, da es nicht nur der Erfüllung der Ausbauziele für Erneuerbare Energien hilft, sondern auch die heimische Wertschöpfung stärkt. Positiv ist dabei zu werten, dass durch das erstmals eingeführte 2040-Ziel auch ein langfristiger Planungshorizont geschaffen wird.

Wir bitten dabei um Klarstellung im Gesetz, dass die Ausbaumengen von 20 GW bzw. 40 GW nicht auf die Kapazitäten in Abschnitt 3 §§67 ff „Sonstige Energiegewinnung“ angerechnet werden.

In der Gesetzesbegründung heißt es, dass aufgrund der erforderlichen Vorlaufzeit für die Voruntersuchungen die Ausschreibungsmengen erst ab dem Jahr 2023 deutlich erhöht werden können. Weiterhin

heißt es, dass die jährlichen Ausschreibungsmengen für die Erreichung des 20 GW Ziels bis 2030 von ca. 950 MW in den Jahren 2021 und 2022 auf voraussichtlich ca. 3500 MW im Jahr 2025 ansteigen müssen. Die zusätzlichen 5 GW sollen in den Jahren 2024 und 2025 ausgeschrieben werden. Auch wenn wir die Begründung nachvollziehen, geben wir zu bedenken, dass nur der stetige Ausbau eine nachhaltige Wertschöpfungskette ermöglicht. Das Ziel sollte nach unserer Ansicht weiterhin ein möglichst gleichmäßiger Ausbaupfad sein. Sinnvoller (im Sinne einer Entzerrung) wäre eine Ausschreibung der zusätzlichen 5 GW von 2023 an vorzunehmen, so wie es auch im Flächenentwicklungsplan bereits angelegt ist.

Wir empfehlen der Bundesregierung, bei der zukünftigen Überprüfung des langfristigen Ausbaupfads das gesamte in deutschen Gewässern technisch verfügbare Flächenpotential im Blick zu behalten. Dieses Potential liegt laut der im Auftrag der Stiftung Offshore Wind vom Fraunhofer IWES durchgeführten Studie bei rund 57 GW (Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende, Update 2017).

## 2. Synchronisierung von Netzausbau mit Parkanschluss

Wir verstehen das Ansinnen des Gesetzgebers, den Netzausbau mit dem Ausbau der Offshore-Windparks besser abzustimmen. Allerdings halten wir die hier zugrunde gelegte Ausgangsposition für falsch: Es muss unter allen Umständen eine rechtzeitige Bereitstellung der Netzanbindung sichergestellt werden, um die Ausbauziele für Offshore-Wind zu erreichen. Wenn die Bundesnetzagentur den Ausbau unter Netzbvorbehalt stellt, muss eine Anreizstruktur geschaffen werden, damit die ÜNBs auch fristgerecht die Netzanbindungen fertigstellen. §18 bleibt hier noch zu vage, wie die Ausschreibung nachgeholt wird. Es besteht die Gefahr, dass gewisse Kapazitäten langfristig nicht nachgeholt werden und über die Zeit kumulieren, so dass das 20GW bzw. das 40GW Ziel nicht erreicht werden können. Übertragungsnetzbetreiber sollten aus unserer Sicht mit Pönalen zur Zielerreichung angeregt werden.

Zudem beinhaltet der vorliegende Referentenentwurf u.E. diesbezüglich für die Betreiber von Offshore-Windparks einige vom Gesetzgeber nicht intendierte Folgen. Gemäß § 18 Absätze 2 und 3 (2) WindSeeG-RefE muss die Bundesnetzagentur das Ausschreibungsvolumen verringern, wenn bis zum Zeitpunkt der Bekanntmachung der Ausschreibung ein anbindungsverpflichteter Übertragungsnetzbetreiber keinen Fertigstellungstermin der Offshore-Anbindungsleitung bekannt gegeben hat. Dadurch kann der Übertragungsnetzbetreiber de-facto bestimmen, wann ein geplanter Offshore-Windpark in die Ausschreibung geht. Das Problem dabei ist, dass die zulässigen Höchstwerte gemäß § 22 Absatz 1 WindSeeG-RefE auf konkrete Projekte abzielen und eine zeitliche Verschiebung aufgrund von Verzögerungen bei der Festlegung eines Fertigstellungstermins für die Netzanbindung über die wirtschaftliche Umsetzbarkeit von Projekten entscheiden kann (Siehe Gesetzesbegründung zu Nummer 14: „Die Festlegung eines Höchstwertes erfolgt [...] auf Grundlage ökonomischer Berechnungen anhand der Technologiekosten sowie unter Berücksichtigung der kostenrelevanten Eigenschaften der auszuschreibenden Flächen“).

Demnach müsste eine Verschiebung der Ausschreibung einer Fläche gemäß § 18 WindSeeG-RefE auch eine Anpassung der zulässigen Höchstwerte gemäß § 22 Absatz 1 zur Folge haben.

Des Weiteren empfehlen wir die Befristung der Eintrittsrechte gem. § 39 Abs. 1 zu streichen, da die Inhaber dieser Rechte keinen Einfluss auf die zeitliche Ausschreibung der Flächenreihenfolge haben.

Im Falle von Verzögerungen, z.B. bei den Netzanschlüssen, könnte es sonst zum Verlust des Eintrittsrechts kommen.

Hinzu kommt, dass der Übertragungsnetzbetreiber für einige der in den Ausschreibungen 2017 und 2018 erfolgreichen Projekte bis heute keine voraussichtlicher Fertigstellungstermine festgelegt worden ist. Aus unserer Sicht bleibt es daher fraglich, wie sichergestellt werden kann, dass dies zukünftig zwingend vor Bekanntmachung der Ausschreibungen zu erfolgen hat. Aus unserer Sicht ist dies nicht möglich, da die entsprechenden Vergabeverfahren in der Regel erst später durchgeführt werden.

### 3. Anpassung der Rahmenbedingungen für die Ausschreibungen

#### Grundsätzliche Würdigung der Ausschreibungsmodalitäten

Der BWO begrüßt, dass der zulässige Höchstwert nach § 22 WindSeeG-RefE angepasst werden soll, da nach jetziger Rechtslage der Höchstwert in den Ausschreibungen im zentralen System 0 cent/kWh betragen würde. Es erscheint angesichts der zukünftigen Offshore-Projekte unwahrscheinlich, dass in allen Fällen eine Finanzierung allein aus Markterlösen ausreichen würde. Vor diesem Hintergrund ist die Anhebung des Höchstwerts ein richtiger Schritt.

Für den Fall, dass dennoch mehrere Bieter ein 0-Cent-Gebot für eine Fläche abgegeben haben, führt der Gesetzgeber eine zweite Gebotskomponente ein. Dieser Vorschlag ist aus energiewirtschaftlichen, verfassungsrechtlichen und verfahrenstechnischen Gründen problematisch.

Grundsätzlich wäre hier eine Beteiligung der Branche und weiterer Stakeholder (z.B. Experten aus der Finanzwirtschaft, stromintensive Industrie etc.) sinnvoll gewesen. Der Anfang April zugesagte Dialog hat jedoch bis heute nicht stattgefunden. Aus Sicht des BWO sollte daher der Teilaspekt der 2. Gebotskomponente zunächst aus dem Gesetzentwurf herausgelöst und in einem breiten Stakeholder-Dialog diskutiert werden.

#### Energiewirtschaftliche Würdigung der zweiten Gebotskomponente

Gerade das vergangene Jahrzehnt war geprägt von gesetzgeberischen Maßnahmen, die den Strompreis in signifikanter Weise beeinflussten. Diese regulatorischen Veränderungen können durch einzelne Akteure im Rahmen einer rein strompreisbasierten Refinanzierung nicht vorhergesehen werden. Es handelt sich dabei um sogenannte „nichtproduktive“ Risiken, die sich nicht durch markt- oder systemdienliches Verhalten ausgleichen lassen. 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. Vor diesem Hintergrund hat der BWO die Einführung von Differenzverträgen vorgeschlagen.

Aus Sicht des BWO ist es nicht nachvollziehbar, wieso die Einführung einer zweiten Gebotskomponente vorteilhaft sein soll. Wir sehen die Einführung einer zweiten Gebotskomponente kritisch, da sie die Risiken für Investoren erhöht und die Stromgestehungskosten um etwa 30 Prozent (DIW, Aurora Energy Research, Energy Brainpool et al.) gegenüber der von uns vorgeschlagenen Alternative (Differenzverträge, siehe unten) verteuert. In der gegenwärtigen Krisensituation und Wirtschaftslage muss

das oberste Ziel sein, Vertrauen bei den Wirtschaftsakteuren aufzubauen und zu stärken. Zudem müssen wir unsere energie- und klimapolitischen Ziele weiterverfolgen. Grundsätzlich sollte dabei die volkswirtschaftliche Kosteneffizienz aller Maßnahmen im Vordergrund stehen. Die vorgeschlagene 2. Gebotskomponente erfüllt diese Anforderung nicht.

Hinzukommt, dass die Realisierungswahrscheinlichkeit von bezuschlagten Projekten sinkt bzw. stranded Investments drohen, wenn sich der regulatorische Rahmen anders entwickelt als zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe angenommen. Angesichts der vor uns liegenden Herausforderungen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit 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, das die Realisierungswahrscheinlichkeit von Projekten verschlechtert.

Weiterhin wurden die möglichen Auswirkungen auf die Lieferkette beim Bau und Betrieb der Offshore-Windparks nicht berücksichtigt. Die durch die zweite Gebotskomponente entstehenden Mehrkosten für den Gewinner der Auktion würden durch eventuell zusätzlich zu leistenden jährlichen Zahlungen zu einem großen Teil in späteren Ausschreibungen für Bau und Betrieb der Windparks an die Lieferkette weitergegeben. Der durch die Einführung der Auktionen bereits herbeigeführte massive Preisdruck würde daher das Risiko bergen, in einer post-Corona Phase eine weitere Konsolidierungs- und Insolvenzwelle in der Branche auslösen.

Die mit der zweiten Gebotskomponente verbundene Erhöhung der Risikopositionen der Unternehmen würde zusätzlich die Attraktivität der deutschen Ausschreibung im weltweiten Vergleich schwächen, industriepolitisch das falsche Signal setzen und damit auch die Wettbewerbsintensität reduzieren. Dies ist von großer Bedeutung, denn in den kommenden Jahren werden weltweit enorme Investitionen in den Klimaschutz getätigt. Andere europäische Länder wie Dänemark, Großbritannien, Italien und Frankreich haben bereits Differenzverträge eingeführt und so den Boden für Investoren bereitet. Deutschland sollte hier nicht ins Hintertreffen geraten, da die CO<sub>2</sub>-Minderungsziele ohne die entsprechende Realisierung von EE-Anlagen nicht eingehalten werden können.

### Rechtliche Würdigung der zweiten Gebotskomponente

Aus Sicht des BWO ist die Verfassungsmäßigkeit der 2. Gebotskomponente zweifelhaft.

Entwickler von Projekten, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des WindSeeG am 1. Januar 2017 bereits genehmigt waren bzw. für die bereits ein Erörterungstermin durchgeführt worden war, die aber noch nicht an das Netz angeschlossen waren, konnten seit der Einführung des Ausschreibungssystems ihre Projektrechte grundsätzlich nicht mehr ausüben, sofern sie nicht in den Übergangsausschreibungen in den Jahren 2017 oder 2018 erfolgreich oder im Fall von Zone 3 vom System ausgeschlossen waren. Dieser Systemwechsel stellte einen erheblichen Eingriff in ihr Recht auf Eigentum (Art. 14 Abs. 1 GG) dar. Die Projektrechte beruhten auf eigenen Leistungen bzw. Investitionen. Allein für die Projektentwicklung und die Erlangung einer Genehmigung für ein Offshore-Windparkprojekt musste ein hoher Millionenbetrag investiert werden, insbesondere für die umfangreichen technischen und umweltfachgutachterlichen Studien. Die Kontrolle über die Projektrechte ist mit dem Inkrafttreten des WindSeeG, spätestens mit dem Abschluss der Übergangsausschreibungen, an den Staat gefallen. Als Kompensation für diesen Verlust hatte der Gesetzgeber den betroffenen Projektentwicklern neben

einem Übergangssystem daher ein Eintrittsrecht eingeräumt. Dieses Eintrittsrecht ist folglich die entscheidende Entscheidung für die verlorenen Projektrechte und nimmt somit am grundrechtlichen Eigentumsschutz teil.

Bei der zweiten Gebotskomponente handelt es sich um eine Konzessionszahlung, da der Bieter eine Zahlung in der Höhe des (negativen) Zuschlagswerts leisten müsste. Die Einführung der zweiten Gebotskomponente würde den Eigentumsschutz in Form des Vertrauensschutzes der Eintrittsberechtigten verletzen, da die Eintrittsberechtigten im Vertrauen auf das im WindSeeG festgelegten Design der Ausschreibungen ab dem Jahr 2021 ihre Projekt- und Untersuchungsunterlagen im Jahr 2018 kompensationslos an den Staat übertragen haben (als Voraussetzung für das Erlangen des Eintrittsrechts). Die jetzt geplante zweite Gebotskomponente mindert die Wirtschaftlichkeit und die Realisierungswahrscheinlichkeit von Projekten erheblich und entwertet daher das Eintrittsrecht nachträglich. Damit wird den Eintrittsberechtigten (erneut) die Substanz ihrer Investitionen genommen.

Ferner werden Inhaber von Eintrittsrechten im Fall, dass ein oder mehrere Bieter einen Gebotswert von 0 Cent pro Kilowattstunde abgeben, schlechter gestellt als bisher. Denn diese Bieter können nun noch ein weiteres Gebot in Form der zweiten Gebotskomponente nachlegen. Es kann sich also der Zuschlagswert durch den Offshore-Netzausbaubetrag zulasten des Eintrittsberechtigten weiter verschlechtern. In diesem Fall werden die Wirtschaftlichkeit und damit die Realisierungswahrscheinlichkeit des bestehenden Projekts des Eintrittsberechtigten weiter verringert. Daher bestehen verfassungsrechtliche Zweifel an dem im Gesetzesentwurf vorgeschlagenen Offshore-Netzausbaubetrag.

Des Weiteren empfehlen wir die Streichung der Befristung der Eintrittsrechte gem. § 39 Abs. 1, da die (wenigen) Inhaber dieser Rechte keinen Einfluss auf die zeitliche Reihenfolge der Flächen haben. Im Falle von Verzögerungen, z.B. bei den Netzanschlüssen, könnte es sonst zum Verlust des Eintrittsrechts kommen.

### Verfahrenstechnische Probleme der Ausschreibung

Sollte der Gesetzgeber trotz aller Warnungen an dem eingeschlagenen Weg festhalten, so müssten zumindest vorab die handwerklichen Umsetzungsprobleme der zweiten Gebotskomponente gelöst werden. So führt das vorgeschlagene dynamisches Bieterverfahren gemäß §23a zu einer Einschränkung der Akteursvielfalt und damit der Wettbewerbsintensität. Hintergrund ist, dass kommunale Akteure wegen regulatorischer Hindernisse, insbesondere wegen der rechtlichen Anforderungen an die kommunale Kapitalbereitstellungen, sich an dem dynamischen Gebotsverfahren nicht beteiligen dürfen (aufgrund der kommunale Entscheidungsstruktur und den Grundsätzen des kommunalen Haushaltsrechts). Die Aufnahme von Ausnahmetatbeständen für kommunale Akteure (z. B. im Rahmen der Regelungsbefugnis der BNetzA gem. § 23b Abs. 1 WindSeeG-RefE) würde aber wiederum zu einer Wettbewerbsverzerrung zu Lasten nicht-kommunaler Akteure führen.

Des Weiteren geben wir zu bedenken, dass die Kostenerstattung für die Voruntersuchung bislang ungeklärt sind und die geplante geänderte StromBGebV noch nicht vorliegt. Um die Projekte verlässlich kommerziell bewerten zu können, sollte die geänderte StromBGebV schnellstmöglich verabschiedet werden. Vor dem Hintergrund der essentiellen Bedeutung dieser Verordnung fordern wir, diese einem Parlamentsvorbehalt zu unterstellen.

Auch fällt auf, dass die Bundesregierung von einer veralteten durchschnittlichen Anlagengröße von 310 MW in zukünftigen Ausschreibungen ausgeht. Diese Annahme beruht auf den Ausschreibungen



2017 und 2018 und erscheint nicht realistisch für die zukünftigen Projekte, welche im Mittel deutlich größere Kapazitäten aufweisen.

Grundsätzlich begrüßen wir Bemühungen, die Kosten der Offshore-Netzanschlüsse zu senken. Die Umwandlung der zweiten Gebotskomponente in einen Offshore-Netzausbaubetrag nach §23c erscheint uns allerdings als falscher Weg (Siehe oben). Positiv ist lediglich anzumerken, dass die Streckung der Zahlung auf 15 Jahren erfolgt. Der Zahlungsbeginn des Offshore-Ausbaubeitrags vier Jahre nach Inbetriebnahme ergibt sich dabei u.E. noch nicht aus dem vorliegenden Gesetzestext. Des Weiteren empfehlen wir, die Ratenzahlungen des Offshore-Netzausbetrages auf eine Laufzeit von 20 Jahren anzuheben (§ 23c Abs. 3), weil dies hilft, die laufenden Kosten zu reduzieren.

### Vorschlag des BWO: Differenzverträge

Bereits im vergangenen Jahr haben wir die Einführung von Differenzverträgen vorgeschlagen, wie sie in ähnlicher Form in Großbritannien, Dänemark, Italien und Frankreich schon heute zur Anwendung kommen. Bei solchen Differenzverträgen legt der Bieter mit seinem Gebot einen Preis fest, zu dem er den Strom aus dem Offshore-Windpark bei einem Zuschlag verkaufen würde. Er bietet dabei nicht wie in Deutschland bisher üblich auf einen Mindestpreis<sup>1</sup>, sondern auf einen nach oben und unten festen Preis. Liegt der Marktpreis des Stroms unterhalb des bezuschlagten Preises, bekommt der Anlagenbetreiber analog zur aktuellen Marktpremie die Differenz ausbezahlt. Liegt der Marktpreis jedoch über dem bezuschlagten Preis, müssen die Gewinne zurückgeführt werden.

Aus Sicht der Offshore-Windpark-Betreiber bieten Differenzverträge enorme Vorteile, da sie die Kosteneffizienz des weiteren Ausbaus Erneuerbarer Energien verbessern. Weiterhin vermeiden Differenzverträge in Verbindung mit wettbewerblichen Ausschreibungen eine Überförderung und sichern sowohl das Erreichen der CO<sub>2</sub>-Minderungsziele als auch langfristig niedrige und stabile Stromkosten.

Die Einführung von Differenzverträgen bietet folgende Vorteile:

1. Differenzverträge reduzieren die Finanzierungskosten der Energiewende um 800 Mio. Euro pro Jahr gegenüber der heutigen gleitenden Marktpremie bzw. 2,8 Mrd. Euro pro Jahr gegenüber einer Refinanzierung über PPAs oder eine fixe Marktpremie<sup>2</sup>. Die Finanzierungskosten machen derzeit einen großen Teil der Gesamtkosten an Offshore-Projekten aus. Durch Differenzverträge käme es zu einer Reduzierung der Stromgestehungskosten von etwa 30 Prozent. Differenzverträge stärken damit den Industriestandort Deutschland im internationalen Wettbewerb und tragen zum Erhalt von Arbeitsplätzen bei.
2. Differenzverträge sind fair für den Stromkunden, weil Einnahmen oberhalb des Gebotswertes auf das EEG-Konto zurückfließen. Sie entlasten den Letztverbraucher, da bei steigenden Strompreisen Einzahlungen der Anlagenbetreiber auf das EEG-Konto erfolgen.
3. Differenzverträge stärken die Attraktivität der deutschen Ausschreibung im weltweiten Vergleich und erhöhen damit die Wettbewerbsintensität, die zur Erreichung der Ausbauziele und

---

<sup>1</sup> Anzulegender Wert nach EEG 2017 ergibt sich aus den Erlösen an der Strombörse plus der Marktpremie, welche nicht negativ werden kann.

<sup>2</sup> May, Neuhoﬀ, Richstein (2018): Kostengünstige Stromversorgung durch Differenzverträge für erneuerbare Energien, DIW-Wochenbericht Nr. 28/2018, online verfügbar unter: [https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.594100.de/18-28-3.pdf](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.594100.de/18-28-3.pdf).



Kosteneffizienz beiträgt. In den kommenden Jahren werden weltweit enorme Investitionen in klimafreundliche Technologien getätigt. Andere europäische Länder wie DK, UK, IT und FR haben bereits Differenzverträge eingeführt und profitieren von dem dadurch entstandenen Wettbewerb. Dies stärkt auch die lokale Wertschöpfung.

4. Differenzerträge erhöhen die Realisierungswahrscheinlichkeit von bezuschlagten Geboten und schützen Investoren vor stranded Investments. Da Differenzverträge die tatsächlichen Stromgestehungskosten absichern, sind sie weniger anfällig für regulatorische Veränderungen. In anderen europäischen Märkten führen Differenzverträge bereits zu steigenden Finanzinvestitionen bei zunehmendem Wettbewerb.
5. Nicht zuletzt führen Differenzverträge zu Geboten, die den tatsächlichen Stromgestehungskosten entsprechen. "Null-Cent"-Gebote werden verhindert und es wird ein Unterscheidungskriterium in der Auktion geschaffen.
6. Letztendlich sichert der Staat durch die Einführung von Differenzverträgen über einen langen Zeitraum den Bezug von Strom zu niedrigen und wettbewerbsfähig ermittelten Preisen.

Oft werden Differenzverträge als ein Gegenkonzept zu langfristigen Stromabnahmeverträgen (PPAs) verstanden. Grundsätzlich sind beide Konzepte jedoch kombinierbar. Während bei Differenzverträgen die Gemeinschaft der Letztverbraucher bzw. der Staat eine Garantie für die Abnahme des erzeugten grünen Stroms gibt, ist das bei einem langfristigen Stromabnahmeverträgen ein einzelner Stromabnehmer. Da dieser beispielsweise durch Insolvenz ausfallen kann, gehen damit höhere Risiken bei den Investoren und in der Folge höhere Finanzierungskosten bei der Realisierung von Offshore-Windparkprojekten einher. In der Folge liegen die Stromgestehungskosten bei Stromabnahmeverträgen etwa 30 Prozent über den Kosten bei Differenzverträgen. Der Vorteil von Stromabnahmeverträgen ist hingegen, dass hierbei die grüne Eigenschaft des Stroms direkt weitergegeben kann und damit direkt auf dem Energiemix des Stromabnehmers angerechnet werden kann.

Um die Vorteile beider Modelle zu vereinen, wäre eine Kombination aus Differenz- und Stromabnahmeverträgen denkbar und sollte idealerweise im Rahmen einer erweiterten Stakeholderdiskussion untersucht werden. Dabei würde im ersten Schritt wie bisher eine Auktion stattfinden, die das günstigste Gebot für die Investition in einen Offshore-Windpark ermittelt. Anders als bisher (gleitende Marktprämie) würde jedoch ein Differenzvertrag ausgeschrieben. Im zweiten Schritt erhalten Interessenten (Stromvertriebe, Industrie etc.) die Möglichkeit, in diesen Differenzvertrag einzusteigen und Teile der bezuschlagten Leistung als Stromabnahmevertrag zu übernehmen. Der Differenzvertrag wird also ganz oder teilweise aus dem EEG herausgelöst. Lediglich im Fall einer Insolvenz des Stromabnehmers würden die Erzeugungsanlagen in das EEG zurückfallen – wenn sich kein anderer Abnehmer findet. Das Risiko für das EEG-Konto wäre demnach überschaubar. Im Gegenzug würde die Dekarbonisierung der Industrie bei gleichzeitig international wettbewerbsfähigen Industriestrompreisen gesichert.

#### 4. Pilotwindanlagen

§ 22 Abs. 1 WindSeeG-RefE enthält neue Höchstwerte für Strom aus Offshore-Windenergieanlagen. Es fehlt die Berücksichtigung dieses Werts bei der Anwendung von Pilotwindanlagen gemäß § 69 Abs. 2 WindSeeG. Nach dieser Vorschrift ist der Höchstwert nach § 22 WindSeeG der anzulegende Wert für Pilotwindenergieanlagen, die ab dem 01.01.2026 in Betrieb genommen werden. Dieser Wert ist u.E.

zu gering, um die Technologieentwicklung und insbesondere die Errichtung und den Betrieb innovativer Anlagen im Inland anzureizen. Der aktuelle Höchstwert aus § 33 WindSeeG (10 Ct/kWh) entfaltet hingegen für den Regelfall eine gerade noch hinreichende Anreizwirkung. Es bedarf einer entsprechenden Anpassung von § 69 Abs. 2 WindSeeG-RefE (Streichen von Nr. 2; Entfristung von Nr. 1).

Bezüglich der in § 70 Abs. 4 WindSeeG-RefE vorgesehenen Berichtspflicht der PWEA-Betreiber (die als § 69 Abs. 6 systematisch ggf. überzeugender verortet wäre) ist anzumerken, dass hier möglicherweise Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse oder geistige Eigentumsrechte zu berücksichtigen sein könnten. Dem gegenüber steht die Finanzierung durch die Allgemeinheit, wodurch die Veröffentlichung allgemeiner Ergebnisse gerechtfertigt ist.

## 5. Anpassung der Realisierungsfristen

### Vertrauensschutz

Die Anpassung der Fristen für bezuschlagte Bieter, ihre Windenergieanlagen auf See technisch betriebsbereit herzustellen, ist aus unserer Sicht nicht optimal, da die neuen Fristen das Risiko für Pönalen erhöhen. Wenn das Ziel eine frühere Fertigstellung der Windparks lautet, könnten sich auch früher ausgeschrieben werden. Für bereits bezuschlagte OWPs dürfen die neuen Fristen aus Gründen des Vertrauensschutzes nicht anwendbar sein.

### Nachweis der Finanzierung

Als grundsätzlich kritisch sehen wir die Vorverlegung des Nachweises der Finanzierung um ein halbes Jahr. Dies würde – insbesondere vor dem Hintergrund der schnell voranschreitenden Technologieentwicklungen – unnötige Einschränkungen im Hinblick auf die Nutzung der zum Errichtungszeitpunkt verfügbaren effizientesten Technologien bedeuten.

Auch stellt sich weiterhin das Problem der verpflichtenden Anbindungskonzepte. Gemäß § 59 Abs. 2 Nr. 2 WindSeeG-RefE müssen bezuschlagte Bieter spätestens 30 Monate (alt: 24 Monate) vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin den Nachweis über eine bestehende Finanzierung für die Errichtung von Windenergieanlagen auf See erbringen. Dagegen spricht, dass gemäß EnWG § 17d (2) der Netzanschlussstermin erst 30 Monate vor Eintritt der voraussichtlichen Fertigstellung verbindlich wird. Für den Nachweis über eine bestehende Finanzierung sind verbindliche Verträge über die Bestellung der Windenergieanlagen, der Fundamente, der für die Windenergieanlagen vorgesehenen Umspannanlage und der parkinternen Verkabelung vorzulegen. Aber: Diese verbindlichen Verträge müssten daher noch bevor der Netzanschlussstermin verbindlich wird, unterschrieben werden. Der aktuelle Zeitversatz (6 Monate) ist jedoch mindestens notwendig, um Kosten und Risiken zu minimieren. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass die Vorlage eines Vertrages über die vorgesehene Umspannanlage nicht den neuen Festlegungen des Flächenentwicklungsplans 2019 entspricht. Abweichend von dem Anbindungskonzept des BFO-N 16/17 wird im FEP ab dem Jahr 2026 das sogenannte 66 kV-Direktanbindungskonzept als Standard festgelegt. Dabei entfällt das Erfordernis einer Umspannplattform. Dieses Direktanbindungskonzept wird bereits in den Jahren 2024 und 2025 von zwei Offshore-Windparks als Anbindungskonzept verwendet. Aus diesem Grund sollte jetzt eine Klarstellung des § 59 Abs. 2 Nr. 2 WindSeeG erfolgen.

Wir schlagen eine Formulierung vor, die das Anbindungskonzept hinsichtlich der im Rahmen des § 59 Abs. 2 Nr. 2 WindSeeG vorzulegenden Verträge flexibilisiert.

*„Bezuschlagte Bieter müssen spätestens 24 Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin gegenüber der Bundesnetzagentur den Nachweis über eine bestehende Finanzierung für die Errichtung von Windenergieanlagen auf See in dem Umfang der bezuschlagten Gebotsmenge erbringen; für den Nachweis über eine bestehende Finanzierung sind verbindliche Verträge über die Bestellung der Windenergieanlagen, der Fundamente, der parkinternen Verkabelung und, sofern für das gewählte Anbindungskonzept erforderlich, der für die Windenergieanlagen vorgesehenen Umspannanlage vorzulegen.“*

### Insolvenz des Anlagenherstellers

Die Einfügung des § 59 Absatz 2a begrüßen wir ausdrücklich. Eine Verlängerung der Realisierungsfristen für zukünftige Projekte bei einer Insolvenz des Anlagenherstellers erhöht die Planungssicherheit während der zukünftigen Errichtungsphase. In diesem Zusammenhang möchten wir auch auf die bereits in der Errichtung befindlichen Projekte hinweisen, die von einer Insolvenz eines Anlagenherstellers aktuell betroffen sind. In diesen Projekten verringert sich der anzulegende Wert im Jahr 2020 gem. § 47 Abs. 5 EEG gegenüber den im Jahr 2019 geltenden anzulegenden Werten um 1 Cent pro Kilowattstunde.

Für eine Härtefallklausel im Falle eines Insolvenzverfahren müsste daher der Degression am § 47 Abs. 5 EEG ausgesetzt werden. Daher sollte dem §47 Abs. 5 EEG folgender Satz 2 ergänzt werden:

*„Satz 1 Nummer 1 gilt auch für Windenergieanlagen auf See, deren Inbetriebnahme für das Jahr 2019 geplant war, die aber infolge der Eröffnung eines Insolvenzverfahrens über das Vermögen des Herstellers von Windenergieanlagen auf See, auf welchen die Genehmigung ausgestellt war, erst im Jahr 2020 in Betrieb genommen werden.“*

Auch sollte diese Regelung auch auf wichtige Zulieferer anderer Teile angepasst werden. Absatz 2a sollte wie folgt angepasst werden:

*„...über das Vermögen eines Herstellers von Windenergieanlagen auf See oder einem anderen Zulieferer, der für die Fertigstellung des Windparks essentiell ist z.B. Fundamentlieferant oder Kabel ein Insolvenzverfahren eröffnet worden ist und...“ „und mit dem mit dem Hersteller bzw. Zulieferer verbindliche Verträge über die Lieferung von Windenergieanlagen auf See des Herstellers oder anderer wesentlicher Teile / Arbeiten abgeschlossen wurden.“*

## 6. Sonstige Energiegewinnungsbereiche (Netzanschluss und Verordnungskompetenzen)

### Ausschluss von Leitungen

Nach § 5 Absatz 2a WindSeeGRef wird die Möglichkeit definiert, für sonstige Energiegewinnungsbereiche bei Knappheit von Trassen jegliche Leitungen und Kabel im Flächenentwicklungsplan auszuschließen.

ßen. Ein solch kategorischer Ausschluss könnte für entsprechende Innovationen für den Bereich deutlich einschränkend bzw. sogar verhindernd wirken. Daher empfehlen wir eine Öffnungsklausel einzufügen, die bei Bedarf entsprechend flexible Lösungen ermöglicht.

### Rechtsverordnung für Ausschreibung

§ 71 Nummer 5 WindSeeGRef ermöglicht den Erlass einer Rechtsverordnung, die Vorgaben für die Ausschreibung von sonstigen Energiegewinnungsbereichen und Errichtung von sonstigen Energiegewinnungsanlagen macht. Demnach soll eine Nutzung der so auszuweisenden Bereiche auf objektive, nachvollziehbare, diskriminierungsfreie und effiziente Art und Weise stattfinden.

Aktuell gilt für die Vergabe sonstiger Energiegewinnungsbereiche und sonstiger Energiegewinnungsanlagen das Windhundprinzip. Derjenige, der zuerst einen „ausreichenden“ Antrag gemäß den Vorgaben im Seeanlagengesetz stellt, ist hat Vorrang gegenüber alternativen Anträgen. Das haben wir in der Vergangenheit kritisiert, da wir das Risiko einer Claimsicherung von Flächen ohne konkrete Realisierungsideen sehen. Demnach begrüßen wir grundsätzlich, dass hier eine nähere Ausgestaltung vorgenommen soll, sehen aber neue offene Fragen. Ungelöst ist bspw. die Frage, wie mit bereits eingegangenen Anträgen umgegangen wird. Wir regen daher für die nähere Ausgestaltung einen Dialog mit der Branche an.

Auch geben wir zu bedenken, dass die zuständigen Behörden bereits mit den bestehenden Ausschreibungs- und Planfeststellungsverfahren überlastet sind. Die Nutzung der entsprechenden Verordnungsermächtigung müsste infolge zwangsläufig mit neuen Stellen bei den entsprechenden Behörden einhergehen.

### Finanzierung von Anlagen in sonstigen Energiegewinnungsbereichen

Aus unserer Sicht stellt sich die Frage nach der Finanzierung von Anlagen in sonstigen Energiegewinnungsbereichen. Bislang wird keine Förderung für diese Konzepte in Aussicht gestellt. Selbst wenn im Zuge der Sektorenkopplung die Abgabensysteme reformiert werden oder bspw. eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung auf konkurrierende fossile Brenn-, Treib- und Einsatzstoffe eingeführt würde, ist unklar, ob sich eine H<sub>2</sub>-oder sonstige P2X-Herstellung rechnen würde. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob, wann, wo und in welcher Größe die Ausschreibung von Flächen für die sonstigen Energiegewinnungsbereiche in wettbewerblichen Ausschreibungen überhaupt erfolgreich sein werden. So soll nach WindSeeGRef auf den Flächen Wettbewerb eingeführt werden, obwohl die Gesamtwirtschaftlichkeit der Projekte aus unserer Sicht nicht gegeben ist.

## 7. Verordnungskompetenz für Ausschreibungen von Flächen ohne Flächenvoruntersuchung

§ 71 Nummer 6 WindSeeGRef ermöglicht den Erlass einer Rechtsverordnung, um die Ausschreibung für Windenergieanlagen auf See für einen gewissen Anteil an der Ausschreibungsmenge mit Flächen durchzuführen, die staatlich nicht oder in einem geringeren Umfang voruntersucht wurden. Die Aufgabe der Flächenvoruntersuchung würde dann vollständig oder teilweise von den Bietern übernommen werden. Ziel ist eine Prüfung, ob der Verzicht auf eine staatliche Voruntersuchung die Ausbaukosten senken und die Ausbaugeschwindigkeiten steigern könnte.

Wir halten eine Rückkehr zum alten System der Voruntersuchungen durch Bieter momentan für nicht zielführend, unter anderem aufgrund des ungleichen Wettbewerbs im Nebeneinander zweier Systeme. Grundsätzlich sehen wir aber den Punkt, dass private Unternehmen schneller die Voruntersuchungen vornehmen können.

Wir begrüßen daher die Möglichkeit, dazu mit dem BMWi in eine Diskussion zu treten, wie Regelungen zu Voruntersuchungen aussehen können, die die Ausbaugeschwindigkeit von Offshore-Wind innerhalb des zentralen Modells erhöhen können.

## 8. Planfeststellung

Gemäß § 47 WindSeeGRef kann im Planfeststellungsverfahren bezüglich Offshore-Anbindungsleitungen auf eine Erörterung verzichtet werden. Wichtig wäre dabei, dass die Rechtssicherheit dadurch nicht gefährdet wird.

Die Befristung der Planfeststellung sollte unseres Erachtens gemäß § 48 (7) WindSeeG von 5 auf 15 Jahre verlängert werden. Das entspricht dem internationalen Standard und ermöglicht niedrigere Gebote.

### **Ansprechpartnerin:**

Johanna Kardel  
Senior Managerin Politik & Regulatorik  
Telefon: 030 28 444 - 650  
E-Mail: [j.kardel@bwo-offshorewind.de](mailto:j.kardel@bwo-offshorewind.de)