

Analyse



Die Ausschreibungsregelungen für (nicht voruntersuchte) Offshore-Wind-Flächen in Deutschland:

Ein spieltheoretisches Experiment mit industriepolitischem Kollateralschaden

**Eine Analyse & Anpassungsempfehlungen der
Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE**

Januar 2024

Die **Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE** ist eine überparteiliche, überregionale und sektorübergreifende Einrichtung zur Unterstützung der OFFSHORE-WINDENERGIE und ihrer Sektoren in Deutschland und Europa. Sie ist Kommunikationsplattform für Akteure aus Politik, Wirtschaft und Forschung, dient dem Wissensaustausch und versteht sich als Ideengeber und Multiplikator. Zudem verfügt sie durch die rege Beteiligung an Forschungs- und Entwicklungsprojekten sowie über ihre produktive Vernetzung mit vielen maßgeblichen Akteuren aus Politik und Wirtschaft über Ergebnisse, Tendenzen und Erkenntnisse aus erster Hand.

Die hier hergeleiteten Schlussfolgerungen geben die Überzeugung der Geschäftsführung der Stiftung und ihres Vorstands wieder. Sie stellen keine Meinungsäußerung der mit dem Stiftungskuratorium verbundenen Unternehmen oder Ministerien dar.

Eine auszugsweise Vervielfältigung oder Verwendung der Inhalte dieses Hintergrundpapiers ist unter Berücksichtigung der ordentlichen Zitierpraxis erlaubt.

Kontakt

Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE
info@stiftung-offshore.de

Direkte AnsprechpartnerInnen

Karina Würtz, Geschäftsführerin, k.wuertz@stiftung-offshore.de,
Standort Hamburg

Andreas Mummert, Leiter Politik, a.mummert@stiftung-offshore.de,
Standort Berlin

Die Ausschreibungsregelungen für nicht voruntersuchte Offshore-Wind-Flächen in Deutschland:

Ein spieltheoretisches Experiment mit industrie-politischem Kollateralschaden

Es gibt in der jüngeren Geschichte der Bundesrepublik ein abschreckendes Beispiel öffentlicher Ausschreibungen für öffentliche Infrastruktur mit dem Fokus der reinen Maximierung der staatlichen Einnahmen. Die Ausschreibungen der UMTS-Lizenzen hat zwar zu einer Maximierung der Einnahmen für den Staat geführt, aber gleichzeitig auch zu einer der schlechtesten Netzabdeckungen in ganz Europa. Andere Länder hatten, in der Rückschau betrachtet, andere Prioritäten gesetzt und Ausschreibungssysteme implementiert, welche mit zwar deutlich geringeren Einnahmen, aber auch deutlich schnellerem Netzausbau in besserer Qualität einhergingen.

Mit dem auf spieltheoretisch auf Maximierung staatlicher Einnahmen ausgerichteten Ausschreibungsdesign für nicht voruntersuchte Offshore-Windflächen wiederholt Deutschland die Fehler der Vergangenheit und nimmt die massiven industriepolitischen Nachteile des Systems offenbar in Kauf. Gleichzeitig leistet sie der Verminderung der Teilnehmervielfalt der Betreiberbranche Vorschub und begibt sich sehenden Auges in energiepolitische Abhängigkeiten.

1. Hintergrund und Merkmale des Ausschreibungsdesigns

Flächengrößen, Gebote und angedachte Mittelverwendung

Erstmals wurden im Juni 2023 auf Grundlage des Wind-auf-See-Gesetzes (im Folgenden: WindSeeG 2023) nicht zentral voruntersuchte Meeresflächen in der deutschen Außenwirtschaftszone (im Folgenden: AWZ) durch die Bundesnetzagentur (im Folgenden: BNetzA) ausgeschrieben. Im Juli 2023 erfolgten die Zuschläge über Flächen, auf denen insgesamt 7 Gigawatt (im Folgenden: GW) an Offshore Wind-Stromerzeugungsleistung -verteilt auf vier Projekte- durch Offshore Windparkentwickler zu bauen und später zu betreiben sind. Hierfür stellt der Staat die benötigten Netzanschlüsse zur Verfügung, welche durch die drei Übertragungsnetzbetreiber Amprion, Tennet und 50Hertz zu bauen und zu betreiben sind. Die schlussendlich erfolgreichen bzw. bezuschlagten Bieter verpflichteten sich im Zuge des sog. „dynamischen Gebotsverfahrens“, 12,6 Mrd. € zu zahlen für ihr Recht, einen Antrag auf Planfeststellung stellen zu dürfen und für den Anspruch auf Übertragungskapazität.¹ Dieses Recht steht niemand anderem zu als dem Gewinner dieser Ausschreibung, sodass das Recht auf Antragstellung dem Recht auf Bau und Betrieb der Fläche gleichkommt. Man könnte sich die 12,6 Mrd. € der Einfachheit halber auch als Pacht für die Fläche für die Lebensdauer des Offshore Windparks vorstellen. Diese „Pacht“ wird über die gesamte Lebensdauer des

¹ [WindSeeG § 21 Dynamisches Gebotsverfahren/ BNetzA: Erstmals dynamisches Gebotsverfahren bei Ausschreibung von Offshore-Windenergie](#)

Windparks bezahlt, es wird also nicht die Gesamtsumme auf einen Schlag in diesem Jahr fällig (wie es in der medialen Berichterstattung teilweise dargestellt wurde). Die Gelder sollen gem. WindSeeG 2023 zu je 5% Naturschutz- und Fischereiprojekten zugutekommen und müssen innerhalb von 12 Monaten nach Ende der Auktion bezahlt werden („Downpayment“); 90% werden durch die BNetzA zur Senkung der Netzausbaukosten im Bundesgebiet verwendet.

Ab Bezuschlagung hat der erfolgreiche Bieter 24 Monate Zeit, seinen Antrag auf Planfeststellung einzureichen. Sollte er dies nicht tun, erlischt sein Recht, und er verliert die als Teilnahmevoraussetzung eingezahlte Garantiesumme von 100 Mio. € pro GW (s.u.) zuzüglich der 10% Downpayment.

Mechanik des Auktionsverfahrens: der Spieltheorie entlehnt

Auslöser eines solchen dynamischen Gebotsverfahrens ist das Vorliegen von mehreren „0 Cent“-Geboten, sodass im ersten Schritt kein Gewinner ermittelt werden kann. Im Anschluss wird ein zusätzliches Auktionsverfahren angesetzt, bei dem in Schritten von 150.000€ pro Megawatt (MW), die auf der Fläche installiert werden können, Gebote abgegeben werden. Damit scheint das Ausschreibungsdesign einem Lehrbuch der Spieltheorie entnommen zu sein, das allein auf die Maximierung der Zahlung in einem Auktionsverfahren abzielt.² Die dabei entstehenden Preise für die Fläche müssen dabei einem Wert entsprechen, bei dem der Bieter davon ausgeht, dass er nach wie vor eine auskömmliche Rendite mit dem Projekt erzielen kann.

Zur Verhinderung eines taktischen Gebotsverhaltens der Teilnehmer (bei dem das Gebot nicht ernst gemeint bzw. nach erfolgreichem Zuschlag wieder zurückgenommen wird) wurden Teilnahmebedingungen eingeführt. Im WindSeeG 2023 wurde daher vorgesehen, dass die Teilnehmer eine Garantiesicherheit i.H.v. 100 Mio.€ pro GW zu installierender Leistung hinterlegt werden müssen. In der Finanztheorie wird ein solches Konstrukt „Realoption“ genannt. Eine Realoption beinhaltet – ohne jegliche Wertung – immer die Möglichkeit, etwas zu bestimmten Kosten zu tun oder nicht tun zu müssen³.

² Prof. Dr. Michael Eisermann, Universität Stuttgart, P328: „Natürlich erhofft der Staat als Auktionator möglichst hohe Einnahmen, genau dazu hat er ja das aufwändige Auktionsverfahren konstruiert. Zudem kommen noch politische Erwartungen und Forderungen.“ Stuttgart, August 2022

³ Enzo Mondello: „Realoptionen entstehen aufgrund der unternehmerischen Flexibilität und stellen Entscheidungsspielräume dar, die aus Investitionsprojekten hervorgehen. So reagiert das Management auf Veränderungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, indem es Pläne und Strategien anpasst. Beispielsweise kann das Management bei erfolgreichen Investitionsvorhaben entscheiden, Erweiterungsinvestitionen zu tätigen oder nicht wirtschaftliche Projekte zurückzufahren bzw. aufzugeben.“ August 2015

2. Die Kosten der Realloption im Verhältnis zur Ertragskraft des Auktionsteilnehmers

Ein Gebot auf eine in der deutschen AWZ liegenden, nicht voruntersuchten Fläche entspricht in der Finanztheorie also einer Realloption. Wie bei börsengehandelten Optionen auf Aktien gibt es hierfür finanzmathematische Bewertungsgrundsätze, welche als Entscheidungsgrundlage für oder gegen ein Energieprojekt (oder eine Auktionsteilnahme) angewendet werden⁴. In einem Worst-Case-Szenario wird dabei das Risiko einer negativen zukünftigen Entwicklung über die Optionsdauer (hier zum Beispiel 24 Monate) den potenziellen Kosten der Option (hier 100 Mio. € pro GW) gegenübergestellt. Die Kosten der Realloption, also die Rücktrittspönale (zuzüglich des 10% Downpayments), müssen in dem Fall buchhalterisch abgeschrieben werden, wenn der Bieter sich aufgrund negativer externer Umstände entscheidet, den Windpark nicht zu bauen.

Die Abschreibung der Pönale und des Downpayments können die Teilnehmer einer Offshore Wind-Auktion in sehr unterschiedlichem Maße verkraften. Hierbei gilt: je finanzstärker der Entwickler, desto eher kann er sich diese Abschreibung erlauben⁵. Ebendies war in der im Sommer 2023 getätigten Auktion zu beobachten, als insgesamt 7 GW an Fläche – verteilt auf gerade einmal vier einzelne Projekte - an lediglich zwei ausgesprochen finanzstarke Bieter gegangen sind⁶, welche im deutschen Offshore Windmarkt bisher nicht in Erscheinung getreten waren. So sehr diese beiden Neuzugänge im deutschen Offshore Windsektor zu begrüßen sind: dennoch kommt dies einer Verminderung der deutschen Offshore Wind Entwicklerlandschaft ab jetzt bis weit in die zweite Hälfte der 20er Jahre hin gleich, da eben nur zwei Entwickler (statt der maximal möglichen vier) alle Flächen gewonnen haben, die zu einem bestimmten Zeitpunkt in die Vertragsverhandlungsphase eintreten und dann eine erhebliche Verhandlungsmacht haben werden.

Dieses Resultat wurde massiv befördert durch die großen Losgrößen, welche mit bis zu 2 GW Leistung pro Windparkprojekt einer solchen Entwicklung Vorschub leisten; hier hätten kleinere Losgrößen ein wirksames Gegenmittel gegen dieses Oligopolisierungsrisiko dargestellt. Darüber hinaus wurde es zudem versäumt, eine Mengenbegrenzung pro Auktionsteilnehmer einzuführen, wie es z.B. in den USA beim "New York Bight"-Verfahren⁷ vorgesehen wurde. Theoretisch hätten also sämtliche zur Auktion stehenden Projekte auch nur an einen einzigen Bieter gehen können. Das „Hochtreiben“ der Zuschlagspreise durch wenige

⁴ vgl. zum Beispiel: Christina E. Banner: Bewertungsmethoden in der Projektfinanzierung. Realloptionsanalyse vs. Kapitalwertmethode. In: Schmalenbarchs Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung, Mainz 2016.

⁵ Einfach nur die Pönale zu erhöhen, wäre allerdings auch keine Lösung, siehe unten

⁶ Tagesschau: „Versteigert wurden drei Flächen für Windparks mit einer Leistung von jeweils 2000 Megawatt in der Nordsee und eine Fläche für einen Windpark mit einer Leistung von 1000 Megawatt in der Ostsee. Erfolgreiche Bieter waren die bp OFW-Management 1 GmbH, die bp OFW-Management 3 GmbH, die North Sea OFW N12-1 GmbH & Co. KG und die Baltic Sea OFW O2-2 GmbH & Co. KG.“

⁷ BOEM Bidding Details: „Eight lease areas; each bidder can bid for only one lease area at a time and can win at most one lease area“

Akteure wurde weiterhin dadurch bestärkt, dass alle Flächen zeitparallel auktioniert wurden, so dass die bietenden Akteure niemals sicher sein konnten, einen Zuschlag für eine Fläche erhalten zu haben, und so bei allen Flächen weiter bieten mussten.

3. Der Preis für die Fläche, die Renditeerwartung der Windparkentwickler – und der industriepolitische Kollateralschaden

In jedem Fall erwartet ein Bieter eine Rendite auf seine Investition. Die insgesamt zu erwirtschaftende Rendite ist ein „marktüblicher“ Prozentsatz auf die Investitionskosten. Die reinen Investitionskosten für die Errichtung der Windparks erhöhen sich nun um den Wert der „Flächenpacht“ i.H. der bereits genannten 12,6 Mrd. €. Für die erfolgreichen Bieter verandert sich dies in etwa die Investitionskosten für einen Offshore Windpark (nach Berücksichtigung des Diskontoeffekts). Diese zusätzlichen Kosten müssen die erfolgreichen Bieter zurückverdienen, damit die Renditeerwartung erfüllt wird. Hier kommt ein Effekt ins Spiel, der nur in Märkten mit eingeschränkter Teilnehmerzahl zum Tragen kommt: Die Renditechancen des Bieters, hier also des Windparkentwicklers, steigen mit der eigenen Marktmacht, und zwar aus mehreren Gründen:

1) **Skaleneffekte führen zu Marktmacht und damit zu massiv steigendem Druck auf die Lieferkette:**

Je mehr MW der Entwickler gewinnt, desto höher sind die Skaleneffekte des Entwicklers, und desto mehr Druck kann auf die Lieferkette und damit auf die Preise ausgeübt werden; der Entwickler versucht eine kritische Masse an Fläche zu erhalten, um möglichst hohe Skaleneffekte zu erzielen und erhält im Nebeneffekt diese Marktmacht.

Die Komponentenkosten sind also nicht als fix und unveränderbar zu betrachten. Auktionsschemata, die auf reine Gebotsmaximierung ausgelegt sind, führen zu einem rüden Verhandlungs- und Kostensenkungsdruck auf die Lieferkette; dieser Effekt wird als „race to the bottom“ bezeichnet und sind in ihrer negativen Wirkung auf die Lieferketten inzwischen gut dokumentiert.⁸

Einen der größten Hebel erzielt der Entwickler in der Planung seiner erwarteten Kosten und Erlöse über die Einplanung immer größerer Turbinentypen (zum Beispiel, weil die Kosten für die Fundamente weniger steigen als die Mehrerlöse durch die größere Turbine). Daher besteht hier ein massiver Anreiz, Druck auf die Turbinenhersteller auszuüben, damit diese immer schneller immer größere Turbinenklassen entwickeln. Dies führt bei den Herstellern dazu, dass sie immer nur kleine Serien fertigen können, und praktisch mit der Neueinführung einer Turbinenklasse bereits in die Entwicklung der

⁸ WindEurope: Government auctions for new wind farms are nearly all about price. This has driven a race to the bottom. Some countries even allow negative bidding, where developers must pay for the right to build a wind farm. This means extra costs that must be passed on to the supply chain (which is losing money) or consumers (who are struggling to pay power bills). Vgl. WindEurope: Europe must boost competitiveness of its wind supply chain. 23.02.2023

nächsten Klasse investieren müssen, ohne die Entwicklungskosten der vorhergehenden Turbinengeneration zurückverdient zu haben. Den Effekt sieht man aktuell in den Bilanzen der Turbinenhersteller.⁹

Zusätzlich erschwerend drängen jetzt die chinesischen Hersteller in den Markt, welche Konditionen anbieten können, die bis zu 50% unter den Herstellungskosten der europäischen bzw.- US-amerikanischen Hersteller liegen¹⁰. Damit zeichnet sich hier bereits eine ähnliche Entwicklung ab, wie vor Jahren im Solarbereich. Das Damoklesschwert der Vergabeentscheidung an chinesische Hersteller ist daher ein glaubwürdiges Szenario, was sich in Vertragsverhandlungen mit den Herstellern gut einsetzen lässt.

2) **Der Preis für die Fläche erhöht den Druck darauf, die Vermarktungspreise im Rahmen des Möglichen maximal auszureizen:**

Bei der Ausgestaltung des Auktionsdesigns scheint das Ziel der Erzeugung günstigen Stroms keine Rolle gespielt zu haben. Ein derartiges Auktionsdesign kann nicht auf die Erzeugung von günstigem Strom ausgelegt sein, weil sie den Druck auf die Betreiber massiv erhöht, ihren Strom zu Premiumpreisen zu vermarkten. Dabei ist zu beachten, dass die Hauptvolumina der Erzeugung nicht an der Börse gehandelt werden, sondern lediglich die Restmengen im Rahmen der kurzfristigen Dispatch- Entscheidung¹¹. Die bei weitem meisten Strommengen werden im Vorfeld über Power Purchase Agreements¹² (PPAs) vermarktet. Der PPA- Preis korreliert mit dem Börsenpreis für Strom-Forward- Preiskurven¹³, dennoch gibt es auch Unterschiede. Im erneuerbaren Stromerzeugungsbereich lassen sich zwei verschiedene Arten von PPAs unterscheiden: beim „Corporate PPA“ werden einfach die Strommengen geliefert, die produziert werden („pay as produced“); beim „financial PPA“ wird eine zuvor definierte Strommenge geliefert, womit der Lieferant (also der Betreiber des Offshore Windparks) das Lieferisiko trägt. Der corporate PPA ist erheblich günstiger als ein vergleichbarer financial PPA. Aufgrund des Lieferrisikos bzw. des „Balancing Risk“ werden solche PPAs in der Regel nur von großen Betreibern angeboten, welche über ein ganzes Portfolio an Stromerzeugungseinheiten verfügen. Durch den hohen Auktionspreis für die Fläche muss der Strom zu Premiumpreisen vermarktet werden, was das Ziel niedriger Strompreise für Deutschlands Industrie konterkariert. Zudem werden kleinere Windparkbetreiber,

⁹ Deutsche Wirtschaftsnachrichten: „In den letzten Jahren haben Vestas und seine Konkurrenten versucht, einander darin zu übertreffen, immer größere Turbinen zu bauen, um den Windparkentwicklern immer billigere Kapazitäten bieten zu können.“ 20.05.2023

¹⁰ RechargeNews: „Don't be tempted by half-price Chinese wind turbines“, 15.09.2023

['Unfair and a security threat': Don't be tempted by half-price Chinese wind turbines, warns European industry chief | Recharge \(rechargenews.com\)](#)

¹¹ Def. Dispatch: Unter Dispatch versteht man in der Energiewirtschaft die (kurzfristige) Einsatzplanung der Kraftwerke, hier also des Offshore Windparks.

¹² Hierbei handelt es sich um langfristige Strombezugsverträge

¹³ Def. Forward: Im Energiemarkt handelt es sich um Termingeschäfte, also die Lieferung einer Strommenge zu einem bestimmten Zeitpunkt in der Zukunft zu einem heute fixierten Preis.

welche über kein großes Erzeugungsportfolio verfügen, auch hier indirekt von der Teilnahme am Auktionsverfahren abgehalten.

Im vorliegenden Auktionsergebnis lässt sich zurückrechnen, dass die beiden erfolgreichen Entwickler von einem Strompreis ausgehen müssen, der weit über dem diskutierten Brückenstrompreis für die Industrie i.H.v. 60€/MWh¹⁴ liegen muss. Die hohen staatliche Einnahmen in der Auktion können sich also auf Seiten der (in der Regel gewerblichen) Stromverbraucher in einigen Jahren deutlich preistreibend auswirken.

3) **Die Marktmacht kann nicht nur gegenüber der Lieferkette, sondern auch gegenüber der Politik eingesetzt werden:**

Angesichts des enormen Drucks, unter dem die Bundesrepublik Deutschland energiepolitisch steht, wurden hochgradig ambitionierte erneuerbare Ausbauziele verabschiedet – im Offshore Windbereich lautet die Zielmarke 30 GW installierte Leistung bis 2030. Ein Windparkentwickler, der 10 Prozent dieser Gesamtleistung in einem gegebenen Jahr installieren soll, vereint eine große Nachverhandlungsmacht gegenüber dem Staat bzw. seinen Institutionen auf sich. Dass diese genutzt werden muss und genutzt wird, um in Nachverhandlungen Konditionsverbesserungen zu erreichen, wenn die Wirtschaftlichkeit des Projektes unzureichend ist, haben Beispiele der jüngeren Vergangenheit gezeigt. Denn die Alternative für die Entwickler lautet, sich bei fehlender Rentabilität gegen den Bau des Windparks zu entscheiden und die bis dato eingegangenen finanziellen Verpflichtungen abzuschreiben, was ebenfalls in der jüngeren Vergangenheit beobachtet werden konnte. Der Staat sollte hier ein eigenes Interesse an einer Akteursvielfalt unter den Windparkentwicklern bzw. Betreibern haben. Diese Akteursvielfalt äußert sich nicht nur darin, dass es viele Teilnehmer bei Flächenauktionen gibt oder dass viele verschiedene Akteure Windparks betreiben, sondern auch, dass in einem gegebenen Zeitrahmen viele verschiedene Entwickler Verhandlungen führen, um Windparks zu errichten.

Wenn bezuschlagte Projektentwickler für solch große Losgrößen aus wirtschaftlichen Gründen später überlegen sollten, Projekte nicht zu realisieren, würde dies zudem direkt Auswirkungen für den Staat haben, z.B. in Form einer Nichteinhaltung von Klimaschutzzielen verbunden mit höheren CO₂-Preisen. Aufgrund der langen Vorlauf- und Bauzeiten ist es nämlich nicht möglich, zeitnah einen alternativen Projektentwickler zu finden.

Darüber hinaus gilt: je höher die zu generierende Eigenkapitalverzinsung des Entwicklers, desto eher lohnt sich der Bau eines Windparks bei steigendem Kostendruck nicht.

Als Zwischenbilanz lässt sich somit festhalten, dass die Verteilung der zu verauktionierenden Fläche für Offshore Windparks auf möglichst viele Bieter weniger Kostendruck auf die Lieferkette mit sich bringt. Zudem ist mit niedrigeren Strompreisen im PPA-Segment zu rechnen. Schließlich reduziert sich die Verhandlungsmacht des einzelnen Unternehmens gegenüber dem Staat.

¹⁴ Jérôme à Paris: Why the German tender for offshore wind is bad news, Juli 2023

4. Die Wirkung der Rücktrittspönale

Die Rücktrittspönale hindert die kleineren Akteure an der Teilnahme, verhindert aber gleichzeitig nicht vollständig das Risiko, dass finanzstarke Entwickler sich später gegen den Bau des Offshore Windparks entscheiden¹⁵.

Wie bereits oben erwähnt, muss der teilnehmende Bieter im Gebotsverfahren eine Sicherheit i.H.v. 100 Mio. € pro GW hinterlegen. Damit soll sog. taktisches Gebotsverhalten verhindert werden. Wichtig hierbei ist, dass der Entwickler in diesem Ausschreibungssystem über mindestens 24 Monate die Möglichkeit hat, sich gegen die Einreichung der vollständigen Antragsunterlagen und damit gegen den Bau des Windparks zu entscheiden. Entscheidet er sich dagegen, wird die Garantiesumme eingezogen; der Windparkentwickler verliert also seine eingesetzten 100 Mio.€/GW. Zusätzlich verliert er die bereits gezahlten 10% der finanziellen Gebotskomponente. Damit hat der Gesetzgeber de facto eine Rücktrittspönale eingeführt. Diese an sich sinnvolle Maßnahme führt jedoch in der aktuellen Ausgestaltung zu einem ungewünschten negativen Effekt (ohne gleichzeitig das Risiko einer negativen Bauentscheidung seitens der Gewinner effektiv zu verhindern) und zwar zu einem Verlust an Akteursvielfalt: Die Sicherheit muss zum Zeitpunkt des Gebots hinterlegt werden, was für kleinere Bieter eine schlicht zu große finanzielle Bürde darstellt, zum Beispiel für Stadtwerkeverbände, erfahrene Projektgesellschaften und andere Betreiber, die sich in der Vergangenheit um den Aufbau der Offshore Windenergie in Deutschland verdient gemacht und viel Erfahrung gesammelt haben.¹⁶ Hierdurch verliert die deutsche Offshore Windenergiebranche ebenfalls bereits im Vorstadium des Flächenvergabeprozesses an Akteursvielfalt. Da eine Rücktrittspönale grundsätzlich ein sinnvoller Mechanismus ist, um taktisches Bieten zu verhindern, hätte hier eine finanzpolitische Flankierungsmaßnahme entwickelt werden müssen, z.B. durch die KfW, um kleineren Akteuren bzw. Stadtwerkeverbänden weiterhin eine Teilnahme am Auktionsverfahren zu ermöglichen.

Gleichzeitig sollte der gewünschte Effekt der Rücktrittspönale, also die Verhinderung von Projektabbrüchen bzw. taktischem Bieterverhalten, effektiver gemacht werden. Dies könnte z.B. über mit der Zeit und definierten Projektmeilensteinen steigenden Rücktrittspönalen (also deutlich über den 10%) realisiert werden.

Grundsätzlich gibt es noch weitere, nichtmonetäre Möglichkeiten, die Verbindlichkeit der eingehenden Gebote zu steigern: die Pflicht zur Dokumentation bereits bestehender Verträge zu einem bestimmten Projektmeilenstein (nach der Gebotsabgabe, aber vor der finalen Investitionsentscheidung) und ein Nachweis der verbindlichen Zertifizierbarkeit des gewählten Turbinentyps bis zum Fertigstellungsbeginn der Turbine (der zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe noch mehrere Jahre in der Zukunft liegt) könnten hier ein Element sein. Über einen einzufordernden Projektzeitplan könnte der Gesetzgeber hier das Erreichen der definierten Projektmeilensteine überprüfbar machen.

¹⁵ Jüngstes Beispiel ist die Entscheidung von Orsted gegen die Weiterverfolgung von zwei Offshore Windprojekten in New Jersey: vgl. z.B. [Orsted, Offshore Wind Firm, Cancels N.J. Projects - The New York Times \(nytimes.com\)](https://www.nytimes.com/2018/07/26/us/politics/orsted-offshore-wind-firm-cancels-n-j-projects.html)

¹⁶ Vgl. z.B.: Positionspapier der EnBW Energie Baden-Württemberg AG: Zukunft der Offshore-Windenergieauktionen in Deutschland, September 2023

5. Ein letztes Wort zur Mittelverwendung: Graustromsubventionierung vs. Infrastrukturbedarfe

Wie bereits oben erwähnt, erfolgt die Zahlung der „Flächenpacht“ über 25 Jahre hinweg, und fließt als sog. „Stromkostensenkungskomponente“¹⁷ der BNetzA zu, welche damit zu 90 % die Kosten des Netzausbaus im Allgemeinen und damit die Höhe der Netzzumlage für den Endverbraucher senken soll. Hierbei gibt es drei Implikationen zu beachten:

- Der Kostensenkungseffekt beläuft sich Schätzungen zufolge auf gerade mal 0,2ct/kWh¹⁸ und ist somit also eher der sprichwörtliche Tropfen auf den heißen Stein.
- Die Netzzumlage wird für jede Art von Strombezug reduziert, nicht nur für Kilowattstunden aus erneuerbaren Quellen. Damit kommt diese Art der Mittelverwendung einer Stromendpreissubventionierung gleich, und zwar ebenso für Grün- wie auch für Graustrom. Das erscheint im Lichte der klimapolitischen Herausforderungen wenig sinnvoll.
- Der Grund für die auf den ersten Blick hohen Summen für die Flächenpacht liegt unter anderem in dem Umstand begründet, dass die Summe über 25 Jahre verteilt fließt. Hundert Euro sind jedoch (aufgrund diverser Faktoren, z.B. Inflation) im Jahr 2030 deutlich mehr wert als 2025. In der professionellen Bewertung werden diese Zahlungen vereinfacht auf den heutigen Zeitpunkt abdiskontiert, so dass die Zahlung in Summe reell deutlich weniger wert ist als die immer wieder genannten 12,6 Mrd. €.
- Als Alternative zur aktuellen Regelung wäre es auch denkbar, die Zahlungen deutlich frontlastiger (d.h. auf die früheren Jahre konzentriert) auszugestalten, wenn es politisch gesehen in diesen Jahren einen Finanzbedarf gibt, der dies rechtfertigen würde.

Es gibt sicherlich ebenso viele Vorschläge dafür, wie die Flächenpacht zu verteilen wäre, wie Vorschlagende selbst. Trotzdem möchte die Stiftung OFFSHORE WINDENERGIE an dieser Stelle die Aufmerksamkeit im Kontext der Verfügbarkeit der Offshore Flächenpacht auf den drastischen Finanzierungsmittelmangel auf der Seite der Offshore Wind-Lieferkette – und hier insbesondere der zu finanzierenden Infrastruktur lenken.

Größe und Schwere der Komponenten – und ihr Bedarf an Infrastruktur

Wer auf der Autobahn schon mal einen Schwertransport für Windturbinenblätter gesehen hat, weiß um die besonderen Dimensionen dieser Komponenten. Diese sind jedoch in der Regel für Onshore Windturbinen bestimmt, und damit deutlich kleiner als die Rotorblätter der Offshore Windturbinen.

Alle Offshore-Windkomponenten sind groß und schwer – und müssen irgendwo gefertigt und vor ihrem Abtransport auf See zwischengelagert werden. Daher hat die Offshore

¹⁷ Vgl. WindSeeG § 59

¹⁸ Janzing, Bernward: Die Offshore Windenergie wird zum lukrativen Geschäft, in: Die Tageszeitung, 19.7.2023

Windenergie einen besonders hohen Finanzierungsbedarf im Bereich der schwerlastfähigen Infrastruktur. Die Fundamente, Stahltürme, Gondeln, Blätter, die Konverter – alles daran sprengt die üblichen Dimensionen von Schwerguttransporten. Naturgegeben müssen die Komponenten nah am Meerwasser gelagert werden, um einen reibungslosen Schiffstransport zum Bauort auf hoher See zu ermöglichen. Diese dafür erforderlichen Flächenbedarfe waren bereits im ersten kleinen Offshore Ausbauboom in 2014/2015 nicht ausreichend. Die nun geplanten Installationsaktivitäten erfordern jedoch bereits eine Verdreifachung der damaligen Ausbautätigkeit – ohne dass seitdem signifikant in schwerlastfähige Hafenflächen investiert worden wäre. Im Gegenteil, viele Seehafenbetriebe haben sich angesichts des vorangegangenen Fadenrisses auf andere Umschlagstätigkeiten (z.B. Containerumschlag) fokussiert, sodass verschiedene Flächen, die 2014 noch für Offshore Wind Umschlagstätigkeiten genutzt wurden, heute nicht mehr zur Verfügung stehen¹⁹. Die Erkenntnis, dass es für Offshore Windenergie sehr viel schwerlastfähige Flächen und Kaikanten braucht, scheint sich bisher noch nicht in politisches Handeln übersetzt zu haben.

Im Bereich der Finanzierung von schwerlastfähigen Flächen mit entsprechenden Kaikanten und Krankkapazitäten (für Seehäfen, aber auch für Hersteller von Fundamenten und ggfs. Konvertern) besteht also eine enorme Bedarfslücke, auf die die Stiftung OFFSHORE WINDENERGIE bereits in ihrer Hafenbedarfsstudie von 2013 hingewiesen hat.²⁰ Es erscheint daher naheliegend, die 10% sofort fälliger Auktionsprämienteile (welche aktuell für Meeresschutz und Unterstützung der gewerblichen Fischerei in Deutschland allokiert sind) in den nächsten Ausschreibungsrunden alternativ zu nutzen, um damit Investitionen in der Lieferkette und Hafenlogistik für Offshore-Wind zu lenken.

6. Schlussfolgerungen für kurzfristige Änderungen am Ausschreibungssystem für nicht voruntersuchte Flächen

Solange sich keine politische Mehrheit für die Einführung von qualitativen Kriterien auch im Bereich der Ausschreibung von nicht voruntersuchten Flächen oder sogar für die Einführung eines CfD-Verfahrens²¹ findet, sollten zumindest den unmittelbaren, negativen

¹⁹ Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE: Factsheet der SOW zur Bedeutung der (deutschen) Seehäfen für den Ausbau der Offshore Windenergie, 2023

²⁰ Stiftung OFFSHORE WINDENERGIE: Herausarbeitung von Chancen und Herausforderungen für die Hafen- und Werftwirtschaft im Zuge der Offshore-Windenergieentwicklung, Abschlussbericht des BMU-geförderten Projektes „Offmaster“, 2012

²¹ Ein CfD (Contract for Difference)-Verfahren ist ein Auktionsmodell für einen Festpreis für den erzeugten Offshore Wind-Strom, welches je nach Ausgestaltung auch indexiert werden kann, um den aktuell dominanten Inflationsrisiken zu begegnen. Angesichts der massiven Bedeutung der Finanzierungskosten für eine Offshore Windpark (Finanzierungskosten machen im Offshore Windbereich einen deutlich höheren Anteil an den gesamten Stromgestehungskosten aus, als in der konventionellen Stromerzeugung oder sogar auch im Vergleich zu anderen erneuerbaren Erzeugungstechnologien wie PV und Onshore Wind) bietet das CfD-Verfahren einen entscheidenden Kostenvorteil, weil das Marktpreisrisiko für den Strom aus der Risikobewertung einer Projektfinanzierung eliminiert wird.

Auswirkungen des aktuellen Ausschreibungssystems kurzfristig die Schärfe genommen werden, und zwar durch:

- Aufteilung der 2GW-Fächen auf kleinere Losgrößen, z.B. 1 GW
- Einführung eines Deckels pro Teilnehmer von zum Beispiel 20% (je nach Anzahl der zu verauktionierenden Flächen)²²
- Einführung einer flankierenden Maßnahme zur Finanzierung der Garantiesumme bzw. Rücktrittspönale für kleinere Offshore Wind-Akteure
- Änderung des zeitlichen Ablaufs der Flächenauktion, so dass die einzelne Lose nacheinander auktioniert werden.
- Änderung der Verteilung der „Flächenpacht“ in Bezug auf zeitliches Aufkommen und Empfänger

Die deutsche Politik sollte die nun erfolgten EU-Überlegungen zum Ausschreibungsdesign für Offshore-Wind beachten, um einzelstaatliche Insellösungen in der EU zu vermeiden. Hierzu gehört auch die Einführung einer gedeckelten „Flächenpacht“ (bzw. negativen Ausschreibungskomponente) und zusätzlich, als differenzierenden Faktor, die Einführung von sinnvollen qualitativen Kriterien.

Im Lichte der hier vorgestellten industriepolitischen Kollateralschäden des aktuellen Ausschreibungssystems wäre es wünschenswert, wenn sich die an sich sinnvolle energiepolitische Zielsetzung seiner industriepolitischen Nebeneffekte bewusst würde: den anhaltenden großen Preisdruck auf die Lieferkette, die Schwierigkeiten beim dringend benötigten Aufbau der Wertschöpfungskette für Offshore-Wind sowie die mit hoher Wahrscheinlichkeit deutlich steigende Preise für Industriestrom-PPAs.

Um die verheerenden Auswirkungen der deutschen UMTS-Lizenzversteigerungen auf die Entwicklung des Mobilfunknetzes nicht im Bereich der Offshore-Windenergie zu wiederholen, appellieren wir an die Bundesregierung, den Fokus der Offshore-Wind-Auktionen weg von der reinen staatlichen Gewinnmaximierung auf eine zügige und effektive Entwicklung der Offshore-Windenergie inklusive ihrer Lieferkette als Bestandteil eines kosteneffizienteren Strommarktes zu lenken.

Dadurch können sich die Strom-Gestehungskosten je nach Finanzierungsgrad und Zinsniveau um 15 bis sogar 40% reduzieren. Diese Möglichkeit für die rasche Reduzierung von Stromkosten wird im deutschen Auktionssystem durch den Verzicht auf CfD-Ausschreibungsverfahren aktuell nicht genutzt.

²² Mit einem solchen „Deckel“ haben z.B. die Niederlande positive Erfahrungen gemacht.