

Hart am Wind: Einsichten aus der Optionsbewertung zu den Ergebnissen der ersten deutschen Offshore-Wind-Ausschreibung und ihren Auswirkungen

Autoren: **Dominik Huebler,**
Daniel Radov,
Lorenz Wieshammer¹

Kernpunkte

Die Nutzung von Ausschreibungen zur Vergabe von Subventionen für erneuerbare Energieträger war in den vergangenen Jahren wiederholt Gegenstand wissenschaftlicher und politischer Diskussionen. Die Ausschreibungsergebnisse, die die Bundesnetzagentur am 13. April 2017 verkündete, dürften diese Diskussionen weiter anheizen.

Drei der vier bezuschlagten Offshore-Projekte haben Gebotswerte von 0 €/MWh (im Folgenden „Nullgebote“) abgegeben, die eine (fast) subventionsfreie Vermarktung des erzeugten Stroms am Markt bedeuten.² Der Energiekonzern DONG, der sich mehrheitlich im Besitz des dänischen Staats befindet, sicherte sich die Baurechte für drei Projekte in der Nordsee mit einer Gesamtkapazität von 600 MW, davon 480 MW in zwei Nullgeboten zu je 240 MW. Daneben bezuschlagte die Bundesnetzagentur ein Nullgebot des ebenfalls mehrheitlich in staatlicher Hand befindlichen Stromkonzerns EnBW in der Nordsee mit einer geplanten Erzeugungskapazität von 900 MW.

Auf den ersten Blick spricht die Tatsache, dass beide Bieter angeboten haben, ihre Projekte ohne explizite Subventionen zu realisieren, dafür, dass DONG und EnBW Effizienzsteigerungen erwarten, die weit jenseits dessen liegen, was Experten für möglich hielten. Sollten die Projekte wie geplant realisiert werden, wäre dies eine Zäsur für die Offshore-Windenergie in Deutschland und würde die Effizienz von Ausschreibungen bei der Ermittlung der Förderhöhen erneuerbarer Energien unterstreichen.

Allerdings gibt es einige „Warnleuchten“, die gegen eine vorschnelle und übermäßig euphorische Interpretation der Ausschreibungsergebnisse sprechen. Da mit dem Bau der Projekte erst in einigen Jahren begonnen werden kann und die Pönalen für die Nichtrealisierung der Projekte potentiell relativ gering ausfallen³, besteht die Möglichkeit, dass die erfolgreichen Bieter ihre bezuschlagten Gebote nicht als Auftrag zur Realisierung ihrer Projekte, sondern als sogenannte Realooptionen (englisch: „real options“), verstehen. Aus diesem Blickwinkel haben die erfolgreichen Bieter die Option erworben, zunächst die Entwicklungen im Bereich der Offshore-Technologie und auf dem Strommarkt (insbesondere die Entwicklung des Börsenstrompreises) abwarten zu können, um dann in Abhängigkeit von diesen Entwicklungen Anfang der 2020er-Jahre die finalen Investitionsentscheidungen zu treffen. Falls diese Entwicklungen bis dahin eine lohnende Realisierung des Projekts nicht wahrscheinlich erscheinen lassen, fällt die Pönale für den Rückzug im Vergleich zum Gesamtvolumen der Investition relativ gering aus.

Für politischen Entscheidungsträger bedeutet dies, dass sie ihre Vergabemechanismen im Lichte dieser Ergebnisse genau unter die Lupe nehmen müssen, wenn sie nicht riskieren wollen in einigen Jahren festzustellen, dass bezuschlagte Projekte nicht realisiert werden oder im Angesicht dieses Risikos im Nachhinein gegengesteuert werden muss. In jedem Fall haben die Gebote von DONG und EnBW neue Maßstäbe für Gebote im Bereich der erneuerbaren Energien gesetzt: In zukünftigen Ausschreibungen werden Bieter, die Aussicht auf Erfolg haben wollen, den möglichen Optionswert ihres Projekts unter Berücksichtigung der Projektspezifika und des Ausschreibungsdesigns ermitteln und einpreisen müssen.

Die Ergebnisse

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) bezuschlagte in der ersten deutschen Ausschreibung für Offshore-Windenergie Projekte mit einer Gesamtkapazität von 1490 MW (maximal ausgeschriebenen waren 1550 MW). Die Projekte mit Zuschlag sollen im Zeitraum zwischen 2021 und 2025 ans Netz gehen. Teilnahmeberechtigt in der Ausschreibung waren ausschließlich Projekte, die ihre Vorentwicklungsphase bereits abgeschlossen haben – sogenannte „bestehende Projekte“.⁴ Die bezuschlagten Projekte sind in der folgenden Tabelle aufgelistet:

Projekt	Eigentümer	Kapazität (MW)	Anzulegender Wert (€/MWh)	Planmäßige Fertigstellung
He Dreiht	EnBW	900	0	2025
OWP West	DONG	240	0	2024
Borkum Riffg W 2	DONG	240	0	2024
Gode Wind 3	DONG	110	60	2023

Quelle: Presseveröffentlichungen der jeweiligen Unternehmen und geplante Zeitpunkte der Netzanschlüsse laut Verkündung der Ausschreibungsergebnisse durch BNetzA.

Die bezuschlagten Projekte werden über eine Laufzeit von 20 Jahren, die mit der Inbetriebnahme der Projekte beginnt, eine gleitende Marktprämie erhalten. Diese berechnet sich als Differenz aus dem jeweiligen „anzulegenden Wert“ und dem sogenannten Monatsmarktwert der Windenergie auf See. Der anzulegende Wert ergibt sich aus dem Gebot der erfolgreichen Teilnehmer und ist nicht inflationsindexiert. Der Monatsmarktwert entspricht dem monatlichen Durchschnittsmarktwert des von deutschen Offshore-Windparks erzeugten Stroms. Liegt der anzulegende Wert oberhalb des Offshore-Monatsmarktwerts, erhält der Betreiber eines Offshore-Windparks, der genau diesen Monatsmarktwert erzielt, exakt den anzulegenden Wert. Liegt der anzulegende Wert auf gleicher Höhe oder unterhalb des Offshore-Monatsmarktwerts, erhält der Betreiber den selbst erzielten Marktpreis. In letzterem Fall muss der Betreiber die Differenz zwischen Offshore-Monatsmarktwert und anzulegendem Wert allerdings auch nicht zurückzahlen.

In der Praxis bedeutet dies für bezuschlagten Gebote in Höhe von 0 €/MWh, dass sie immer den Marktpreis erhalten werden.⁵ Der anzulegende Wert von 60 €/MWh für Gode Wind 3 bedeutet, dass der Betreiber den Marktpreis erhält, wenn dieser oberhalb von 60 €/MWh liegt. Liegt der Marktpreis unterhalb von 60 €/MWh erhält der Betreiber die Marktprämie, die der Differenz aus anzulegendem Wert (60 €/MWh) und Offshore-Monatsmarktwert entspricht. Nach Ablauf der 20-jährigen Förderdauer können die Betreiber für weitere fünf bis zehn Jahre mit der Anlage erzeugten Strom auf dem Großhandelsmarkt anbieten. Danach erlischt die Nutzungsgenehmigung für den Standort.⁶

Strompreisprognosen (unter anderem der Autoren dieses Papiers) legen nahe, dass die Börsenstrompreise unter plausiblen Annahmen während des Großteils der Betriebsdauer der bezuschlagten Projekte über 60 €/MWh liegen können. Hauptgründe für den prognostizierten Preisanstieg sind der geplante Atomausstieg und voraussichtliche Stilllegungen von konventionellen Kraftwerken bis 2022. Das Gebot von 60 €/MWh für Gode Wind 3 kann insofern als Versicherung gegen aus heutiger Sicht weniger wahrscheinliche (negative) Marktentwicklungen interpretiert werden. Eine solche Versicherung existiert für die bezuschlagten Projekte mit anzulegenden Werten in Höhe von 0 €/MWh nicht, auch wenn zu diesem Wert bezuschlagte Projekte anderweitig als Versicherung wirken können.⁷

Treiber der Ausschreibungsergebnisse: Erwartungen zu Technologie- und Marktentwicklung

Da die bezuschlagten Projekte nicht vor 2023-2025 fertiggestellt werden sollen, reflektieren die erfolgreichen Gebote Erwartungen hinsichtlich der technologischen Entwicklungen von Offshore-Windturbinen und des Marktumfelds über mehrere Jahre. Die Pressemitteilungen von DONG und EnBW, in denen die erfolgreichen Bieter ihre Gebote begründen, belegen dies:⁸

- **Skaleneffekte und geographische Lage:** Beide erfolgreichen Bieter machen explizit darauf aufmerksam, dass die Rentabilität ihrer Projekte mit der Größe des Projekts steigt und dass Synergien mit nahe liegenden, bereits existierenden Windparks entstehen. Diese Synergien senken die Durchschnittskosten. So plant DONG die Projekte „OWP West“ und „Borkum Riffgrund 2“ in einem großflächigen Projekt zu kombinieren, das eventuell um in der Ausschreibung des Jahres 2018 bezuschlagte Projekte erweitert werden kann. Der EnBW-Windpark He Dreiht war mit einer Kapazität von 900 MW das größte teilnehmende Projekt und kann laut Betreiber EnBW durch seine Nähe zu anderen EnBW Windparks (Hohe See, Albatros) ebenfalls von Synergieeffekten profitieren. DONG weist zudem darauf hin, dass die Windgeschwindigkeiten in den Gebieten der bezuschlagten Projekte im Vergleich zu denjenigen in anderen DONG-Windparks überdurchschnittlich hoch seien.
- **Technologische Entwicklungen:** Sowohl DONG als auch EnBW erwarten weitere Fortschritte im Bereich der Offshore-Technologie, die die durchschnittlichen Kosten weiter reduzieren. Insbesondere erwartet DONG, dass bis 2024 Turbinen mit einer Kapazität von 13-15 MW auf den Markt kommen. Dadurch würde die Anzahl der verwendeten Turbinen reduziert werden, was wiederum zu Kostensenkungen für Material, Personal, Betrieb und Instandhaltung führen würde.⁹
- **Laufzeit:** Für Offshore-Windparks besteht die Möglichkeit einer Ausdehnung der Betriebsdauer auf bis zu 30 Jahre. Mit dieser Ausdehnung erhöhen die zuständigen Regulierungsbehörden die Rentabilität der Offshore-Windparks, da Kosten über einen längeren Zeitraum zurückgewonnen werden können.
- **Strompreise:** DONG und EnBW erwarten, dass die zukünftigen Strompreise die Investitionen rentabel machen werden. EnBW teilte mit, dass die erwartete Rendite des Windparks He Dreiht selbst bei zurückhaltenden Annahmen über die zukünftige Strompreisentwicklung wesentlich über der internen Renditeforderung von 7,5% liegen werde.¹⁰ Explizite Annahmen zu den Börsenpreisen werden nicht genannt.

Neben der Refinanzierung über Marktpreise besteht zudem die Möglichkeit, dass DONG und EnBW beabsichtigen langfristige Lieferverträge mit Dritten zu schließen, um sich vor Marktrisiken zu schützen.¹¹

Treiber der Ausschreibungsergebnisse: Wettbewerbsdruck

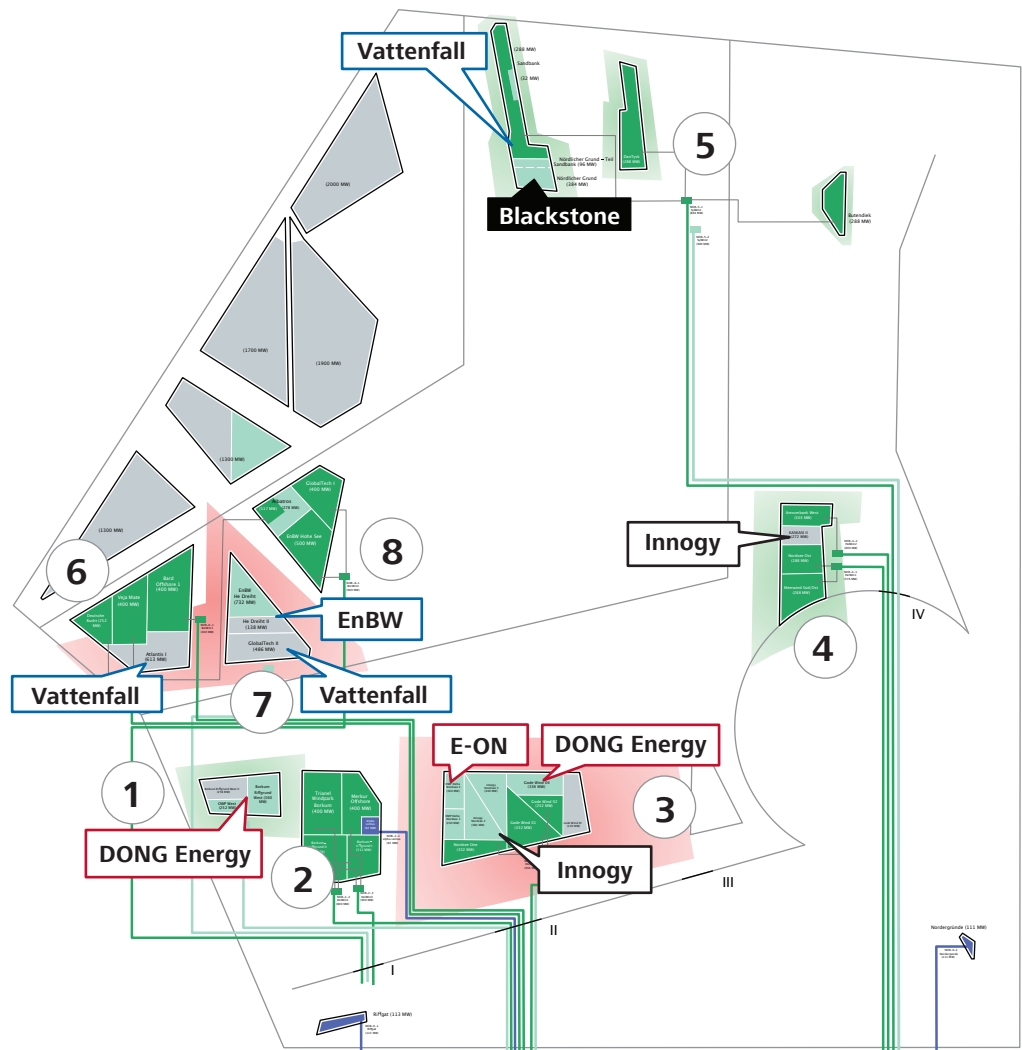
Neben den Erwartungen zu technologischen Entwicklungen und der Marktentwicklung, die für die Rentabilität der Projekte maßgeblich sein werden, dürfte auch Wettbewerbsdruck die Strategien der Bieter beeinflusst haben.

Zur Ausschreibung zugelassen waren Projekte mit einer Gesamtkapazität von ca. 7000 MW, die ihre Vorentwicklungsphase bereits abgeschlossen hatten. Da die maximal bezuschlagte Menge 1550 MW nicht überschreiten durfte, entstand intensiver Wettbewerbsdruck. Dieser wurde durch den Umstand verstärkt, dass für bestehende Projekte nun lediglich eine finale Ausschreibungsrunde im Frühjahr 2018 mit nochmals 1550 MW zuzüglich der in der ersten Runde nicht bezuschlagten Mengen verbleibt. Alle Projekte, die auch dort keinen Zuschlag erhalten, werden in der Zukunft keinen Netzanschluss erhalten. Entwickler von Projekten mit einer Kapazität von insgesamt 4000 MW werden ihre Projekte folglich aufgeben müssen.¹²

Obwohl all dies im Voraus bekannt war, lag das Ausschreibungsergebnis weit unterhalb der 60 bis 90 €/MWh, die verschiedene Beobachter im Vorfeld der Ausschreibung prognostizierten.¹³ Die bezuschlagten anzulegenden Werte in Höhe von 0 €/MWh liegen – auch wenn direkte Vergleichbarkeit nicht vollständig gewährleistet ist – sogar nochmals erheblich unterhalb der in den Niederlanden und Dänemark bezuschlagten anzulegenden Werte im Bereich von 50 €/MWh.¹⁴

Die deutsche Offshore-Ausschreibung war als Pay-As-Bid-Ausschreibung konzipiert. Alle Beteiligten dürften dieses – relativ einfache - Ausschreibungsdesign, bei dem Bieter im Erfolgsfall ihr eigenes Gebot als anzulegenden Wert erhalten, verstanden haben. Lediglich die Tatsache, dass die geplanten Netzanbindungskapazitäten in einigen Clustern zu zusätzlichem Wettbewerb führten, verkomplizierte die Ausschreibung aus Bietersicht.¹⁵ Die Intensität des Wettbewerbs variierte folglich auf Cluster-Ebene.¹⁶ Beispielsweise bestand in den Clustern 1,4 und 5 ausreichend Anschlusskapazität zur Verfügung um alle an der Ausschreibung teilnahmeberechtigten Projekte anzuschließen, während die zur Verfügung stehende Anschlusskapazität in Cluster 3 und Cluster 6/7 (die beide über das gleiche Kabel NOR 7-1 angebunden werden) fast doppelt überzeichnet war.¹⁷

Die folgende Abbildung zeigt die jeweiligen Cluster und Bieter in der Nordsee. In der kommenden Ausschreibung des Jahres 2018 werden Bieter in der Ostsee ebenfalls mit intensivem Wettbewerb innerhalb ihres Clusters konfrontiert sein.



Der Windpark He Dreiht, für den EnBW ein Gebot in Höhe von 0 €/MWh abgab, liegt in Cluster 7. In diesem Cluster entstand durch knappe Netzanschlusskapazität eine zusätzliche – clusterinterne – Knappheit, so dass aggressives Gebotsverhalten in diesem Cluster der Theorie entspricht. Andererseits gab DONG, dessen teilnahmeberechtigte Projekte in den Clustern 1 und 3 lagen, in Cluster 1 die aggressiveren Gebote ab, obwohl dort ausreichend Netzanschlusskapazität zur Verfügung stand. In Cluster 1 bezuschlagte die BNetzA OWP West und Borkum Riffgrund 2 mit anzulegenden Werten in Höhe von 0 €/MWh, während Gode Wind 3 in Cluster 3 seinen Zuschlag bei einem anzulegenden Wert in Höhe von 60 €/MWh erhielt. Möglicherweise ist dies auf die kleinere Projektgröße und den früher geplanten Netzanschluss des Cluster 3 im Vergleich zu Cluster 4 (2023 vs. 2024) zurückzuführen. Andere Kostentreiber wie beispielsweise die Distanz zur Küste und die Wassertiefe¹⁸ scheiden aus, da diese keine Benachteiligung des Cluster 1 gegenüber Cluster 3 begründen können.

Treiber der Ausschreibungsergebnisse: Wert der Realoptionen

Neben den genannten technologischen und wettbewerblichen Faktoren waren das Ausschreibungsdesign und der daraus entstehende Realoptionswert¹⁹ erfolgreicher Gebote ausschlaggebend für die niedrigen Ausschreibungsergebnisse. Im Folgenden stellen wir dar, dass die ökonomisch korrekte Verwendung der Optionstheorie Gebote erklären kann, die auf den ersten Blick äußerst aggressiv erscheinen.

Das Wind-auf-See-Gesetz (WindSeeG) verpflichtet Bieter dazu, vor der Ausschreibung eine Sicherheit in Höhe von 100 €/kW zu hinterlegen (d.h. im Fall von EnBW's He Dreiht, dem größten teilnehmenden Projekt, in Höhe von € 90 Millionen). Zwölf Monate nach Zuschlagserteilung müssen erfolgreiche Bieter die Planfeststellung veranlassen, was in der Regel nur einen marginalen Teil der Projektkosten darstellt. Unterlassen erfolgreiche Bieter diesen Schritt, wird die Sicherheit einbehalten und der Bieter verliert den Zuschlag. Der nächste Meilenstein liegt zeitlich erst 24 Monate vor der geplanten Fertigstellung des Projekts (was z.B. im Fall von EnBW's He Dreiht auf Ende 2023 hinauslaufen könnte).²⁰ Die Pönale für eine etwaige Nicht-Realisierung des Projekts zu diesem Zeitpunkt beträgt unter Umständen nur 30% der hinterlegten Sicherheit (also € 27 Millionen im Fall von EnBW's He Dreiht).²¹

Diese Pönale begrenzt mögliche Verluste, falls die Entwicklungen bezüglich Technologie und Strompreis, die DONG und EnBW bei Abgabe ihrer Gebote antizipierten, nicht eintreten. Gegen Entrichtung der Pönale können bzw. müssen bezuschlagte Bieter ihre Projekte aufgeben, wenn sie zu diesem Zeitpunkt keine Finanzierung nachweisen.²² Im Anhang zeigen wir anhand eines stilisierten Beispiels, wie die Existenz dieser Realoption – also die Möglichkeit das Projekt gegebenenfalls aufgeben zu können – die aggressiven Gebote einiger Bieter erklären kann.²³

Konzeptionell hängt der Wert einer Realoption von den folgenden Faktoren ab:

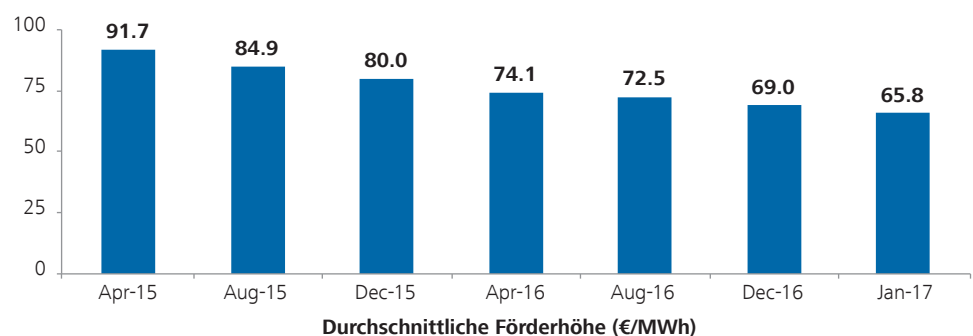
- **Zeitfenster:** Der Wert der Realoption steigt mit der Länge des Zeitraums, den der Eigentümer der Option abwarten kann, bevor er eine Entscheidung treffen muss.
- **Volatilität:** Die Volatilität der Faktoren, die den Wert des Projekts beeinflussen (bspw. technologische Entwicklungen und Strompreise) sowie der Grad, zu dem Abwarten die Unsicherheit über diese Faktoren reduziert, erhöht den Wert der Realoption.
- **Zinssätze:** Niedrige Zinssätze erhöhen den Wert der Realoption. Dies ist der Fall, da zukünftige Zahlungsströme bei niedrigen Diskontierungsfaktoren zunehmend bedeutend werden und hohe negative Zahlungsströme durch die Existenz der Option vermieden werden können.
- **Pönalen:** Die Kosten, zu denen die Realoption gezogen werden kann, indem das Projekt aufgegeben wird, haben einen negativen Einfluss auf den Wert der Realoption.

Im Fall von EnBW scheinen diese Faktoren die Realoption besonders wertvoll gemacht zu haben. Durch den vergleichsweise späten planmäßigen Baubeginn verbleibt viel Zeit, um Entwicklungen abzuwarten und durch den großen Projektumfang könnten Kostensenkungspotentiale besonders effizient ausgeschöpft werden.²⁴ Der Optionswert dürfte für andere (erfolglose) Bieter geringer gewesen sein. Unabhängig von den exakten Werten, die DONG und EnBW ihren Realoptionen beigemessen haben, werden ihre Gebote zukünftige Ausschreibungen signifikant beeinflussen. Zukünftig werden Bieter nicht nur ihre Projekte selbst, sondern explizit auch die korrespondierende Realoption (das Projekt möglicherweise wieder aufzugeben) bewerten müssen.

Auswirkungen für die zweite Ausschreibungsrunde in Deutschland (April 2018)

Die Bieter, die in der ersten Ausschreibungsrunde für bestehende Projekte leer ausgingen, werden im April 2018 eine zweite und letzte Chance auf Zuschläge für ihre Projekte haben. In der zweiten Ausschreibung werden 1610 MW Kapazität bezuschlagt. Eigentümer bestehender Projekte, die in beiden Ausschreibungen leer ausgehen, verlieren die Chance auf eine zukünftige Förderberechtigung.²⁵

Die Ergebnisse der Ausschreibungen für Solaranlagen in Deutschland lassen nicht erwarten, dass in der zweiten Gebotsrunde unter bestehenden Projekten höhere Gebote als in der ersten Runde erfolgreich sein werden. Wie die folgende Abbildung zeigt, sind die Förderhöhen für Solaranlagen kontinuierlich gesunken.



Quelle: NERA-Analyse von BNetzA-Dokumenten²⁶

In Anbetracht der Ergebnisse der ersten Ausschreibung für bestehende Offshore-Windparks und dem Rückgang der Zuschlagshöhen für Solaranlagen stellt sich daher die Frage, ob die Subventionierung der Offshore-Windenergie in Deutschland damit endgültig Geschichte ist. Vier Aspekte, die Bieter in der zweiten Ausschreibungsrunde für bestehende Projekte im April 2018 berücksichtigen dürften, sprechen gegen diese These:

- Das WindSeeG sieht vor, dass 500 MW Kapazität in der zweiten Ausschreibung an Projekte in der Ostsee vergeben werden müssen.
- Zusätzlich sieht das WindSeeG vor, dass das niedrigste bezuschlagte Gebot in der zweiten Ausschreibung für bestehende Projekte als Höchstgrenze für zulässige Gebote unter dem zentralen Modell dienen wird, was den Anreiz aggressive Gebote abzugeben tendenziell verringert.
- Bieter in der zweiten Ausschreibung werden zudem Rückschlüsse aus dem Bieterverhalten in der ersten Ausschreibung ziehen. In der ersten Ausschreibung waren die Nullgebote erheblich niedriger als für die Zuschlagserteilung notwendig.
- Durch den späteren Zeitpunkt der Ausschreibung verringert sich in der zweiten Gebotsrunde der Wert der Realloption des Abwartens im Vergleich zur ersten Ausschreibung.

Im Folgenden diskutieren wir mögliche Auswirkungen dieser Aspekte auf die Strategien, die Bieter in der zweiten Ausschreibung verfolgen werden.

1. Vorschriften des WindSeeG – „Ostseequote“

Das WindSeeG schreibt vor, dass mindestens 500 MW (in Summe über beide Ausschreibungen für bestehende Projekte) der bezuschlagten Kapazität in der Ostsee liegen müssen. Betreiber sollen diese Projekte im Jahr 2021 installieren. Da der auf die Ostsee begrenzte Wettbewerb zwangsläufig weniger intensiv ist als über beide Gebiete hinweg und die Technologieentwicklung im Jahr 2021 verglichen mit 2025 weniger weit fortgeschritten sein wird, kann damit gerechnet werden, dass es für Projekte in der Ostsee keine Nullgebote geben wird.

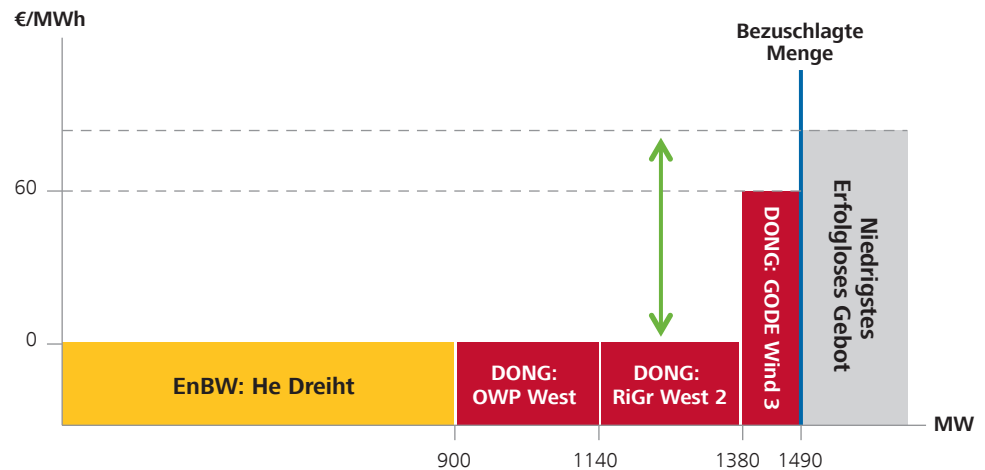
In der zweiten Ausschreibung wird Kapazität im Umfang von 500 MW (Ostseequote) bis 765 MW (maximale Netzanschlusskapazität für teilnahmeberechtigte Projekte in der Ostsee) nicht für Projekte in der Nordsee zur Verfügung stehen. Auch Bieter mit Projekten in der Nordsee werden daher mögliche Bieterstrategien der Ostsee-Projekte in Betracht ziehen müssen, um die in der Nordsee verfügbare Kapazität abzuschätzen, so dass hier tendenziell wieder mit aggressiven Geboten zu rechnen ist.

2. Vorschriften des WindSeeG – Höchstwert im Zentralen Modell

Das WindSeeG schreibt vor, dass das niedrigste Gebot in der Ausschreibung des Jahres 2018 das maximal zulässige Gebot in Ausschreibungen unter dem zentralen Modell wird. Somit würde ein einziges Nullgebot in der zweiten Ausschreibung für bestehende Projekte, Subventionen unter dem zentralen Modell ausschließen.²⁷ Daher werden Bieter, die auch in der Zukunft an Ausschreibungen unter dem Zentralen Modell teilnehmen wollen, nicht nur die Rentabilität ihrer Projekte in der nächsten Ausschreibung berücksichtigen müssen, sondern auch die möglichen Auswirkungen ihres Gebots auf Projekte unter dem zentralen Modell. Da sich alle Bieter hierüber im Klaren sind, könnte dies auch zu weniger aggressiven Geboten von Bietern führen, die keine weiteren Windparks unter dem Zentralen Modell planen (weil sie unterstellen, dass der Wettbewerb weniger aggressiv ist). Andererseits ist es möglich, dass Bieter eine Änderung des Ausschreibungsdesigns durch die Bundesregierung erwarten, wenn die Ergebnisse der zweiten Ausschreibung für Höchstwerte im zentralen Modell sorgen, die als nicht langfristig tragbar erachtet werden. In einem solchen Fall wäre die Wirkung der entsprechenden Vorschrift begrenzt.

3. Erkenntnisse aus der ersten Ausschreibung

Für die Wahl einer Strategie in der zweiten Ausschreibung für bestehende Projekte können Bieter Schlussfolgerungen aus der ersten Ausschreibung ziehen. Wie in der folgenden Grafik illustriert, wären Unternehmen, die Gebote von 0 €/MWh abgaben, ebenso erfolgreich gewesen, wenn sie einen wesentlich höheren anzulegenden Wert von beispielsweise 59 €/MWh geboten hätten.



Ex-post hätten sich DONG und EnBW wesentlich besser gegen Preisänderungsrisiken absichern können, ohne ihren Zuschlag zu verlieren. Dies hätte die Realisierungswahrscheinlichkeit ihrer Projekte erhöht.

Allerdings sind die genauen Bewertungen der teilnehmenden Bieter nicht im Vorhinein bekannt, sodass sich jeder Teilnehmer einem Trade-off zwischen erhöhter Erfolgswahrscheinlichkeit des Gebots und niedrigerer erwarteter Rentabilität des Projekts gegenüberstellt. Die Tatsache, dass letztendlich Projekte aus verschiedenen Clustern mit unterschiedlichen Baujahren und geographischen Merkmalen erfolgreich waren, legt nahe, dass es nicht möglich ist, eine eindeutige Rangordnung von Projekten zu erstellen und dass vielfältige Szenarien berücksichtigt und modelliert werden müssen.

Auf Grund der von beiden erfolgreichen Bietern erwähnten Skaleneffekte ist es auch nötig, sich Gedanken über mögliche strategische Akquisitionen zu machen, um den Wettbewerb zu verringern (soweit wettbewerbsrechtlich zulässig) und /oder von Skaleneffekten zu profitieren.

4. Bewertung der Realloptionen

Wie oben beschrieben, werden Bieter in der zweiten Ausschreibung den Wert der Option, die im Erfolgsfall entsteht, berücksichtigen müssen. Der Wert, den Bieter dieser Option beimessen, kann über Erfolg oder Misserfolg der Gebote entscheiden. Auf dem Feld der Optionsbewertung gibt es verschiedene Modelle unterschiedlicher Komplexität, deren Verwendung sich für die Quantifizierung des Optionswerts anbietet. Der Optionswert wird hauptsächlich von den folgenden Faktoren abhängen, die - zur Optimierung der Gebotsstrategie im Wettbewerb - auch für konkurrierende Projekte erfasst werden müssen:

- Das relevante „Underlying“ – also der Wert des Projekts - und die Länge des Zeitraums, über den das Projekt hinausgezögert werden kann;
- Die Volatilität des „Underlying“ und Dimensionen, in denen Unsicherheit über Entwicklungen besteht (insbesondere Technologie und Strompreis);
- Der angemessene Diskontierungszinssatz; und
- Der „Preis“, zu dem der Bieter das Projekt aufgeben kann (also die jeweils relevante Pönale zu verschiedenen Zeitpunkten).

In Anhang 1 zeigen wir anhand eines vereinfachten Beispiels, wie diese Faktoren bei der Quantifizierung von Realloptionen einbezogen werden können.

Auf konzeptioneller Ebene wird es aus Bietersicht entscheidend sein, ein Verständnis dafür zu entwickeln, wie stark die Unsicherheit über Marktentwicklungen und Technologiefortschritt zwischen Gebotsabgabe und gesetzlichen Fristen abnimmt. Darüber hinaus ist der erwartete Wert eines Offshore-Windparks bzw. die Unsicherheit darüber maßgeblich für den Wert der Option diesen Windpark möglicherweise doch nicht zu errichten. Unter anderem werden Bieter deshalb die Auswirkungen der verschiedenen möglichen Marktentwicklungen auf Strompreise analysieren, um daraus eine Wahrscheinlichkeitsverteilung über zukünftige Strompreise abzuleiten.

Bieter in der zweiten Ausschreibung werden außerdem ein detailliertes Verständnis bezüglich i) des erwarteten Wiederverkaufswerts des Projekts (der hauptsächlich von systematischen statt bieterspezifischen Risiken abhängt) und ii) der entstehenden (finanziellen und nicht-finanziellen) Kosten, wenn ein Projekt als Konsequenz unverhoffter Technologie- und Marktentwicklungen aufgegeben wird, entwickeln müssen.

Da die Pönalen für das Aufgeben der bezuschlagten Projekte im Zeitverlauf tendenziell ansteigen, sind obige Überlegungen auch für Bieter relevant, deren Projekte in der ersten Ausschreibung einen Zuschlag erhielten. Sobald eine gesetzliche Frist erreicht wird, werden sie die Option das Projekt aufzugeben sowie die erwartete Rentabilität des Windparks neu bewerten und entscheiden, ob es sich lohnt, das Projekt fortzuführen.

Was bedeuten die Ausschreibungsergebnisse für Deutschlands Offshore-Politik?

Aus den deutschen Ausschreibungsergebnissen lassen sich zwei zentrale Schlussfolgerungen ziehen. Sollten die Projekte allesamt erfolgreich realisiert werden, wäre dies der Durchbruch für Offshore-Energie als erneuerbare und wettbewerbsfähige Energiequelle. Es ist daher nicht überraschend, dass die Ergebnisse der ersten Offshore-Ausschreibung Branchenvertreter und Politiker dazu veranlassten, die gesetzlich verankerten Ausbauziele (15 GW bis 2030) in Frage zu stellen und einen schnelleren Ausbau zu fordern.²⁸

Allerdings besteht bei einer Erhöhung der Ausbauziele ein erhöhtes Risiko, dass erfolgreiche Bieter aus der ersten Runde ihre Windparks nicht errichten werden. Dies liegt daran, dass weiterer Ausbau von Offshore-Windkraft die erzielbaren Marktpreise negativ beeinflusst. Dies hat einen negativen Einfluss auf die (erwartete) Rentabilität von Offshore-Windparks. Da die Gewinner der ersten Runde nicht verpflichtet sind, ihre Offshore-Windparks zu errichten – sie haben die Option dies zu tun –, könnte eine Erhöhung der Ausbauziele tatsächlich dazu führen, dass erfolgreiche Bieter der ersten Runde ihre Projekte nicht realisieren.

Politische Entscheidungsträger sind vor einer etwaigen Erhöhung der Ausbauziele daher gut beraten zunächst abzuwarten, ob bezuschlagte Projekte tatsächlich ohne explizite Subventionierung realisiert werden oder nicht. Im Lichte der dargestellten Optionsbewertung besteht das Risiko, dass bezuschlagte Projekte nicht realisiert werden. Angesichts der langen Vorlaufzeiten für alternative Projekte und dem relativ rigiden gesetzlichen Rahmen, den das WindSeeG für mögliche Änderungen vorgibt, ist offen, ob Deutschland seine mittelfristigen Offshore-Ausbauziele erreicht, wenn einzelne bezuschlagte Projekte nicht (rechtzeitig) realisiert werden.

Vor diesem Hintergrund könnten Entwickler von Projekten, die in der ersten Ausschreibung einen Zuschlag erhielten, versucht sein, ihre Schlüsselrollen auf dem Weg zum Erreichen der Ausbauziele, z.B. durch Forderungen nach Zugeständnissen seitens der Behörden, auszunutzen, insbesondere wenn die Marktentwicklung eine Realisierung ohne Subventionen fraglich erscheinen lässt. Um dies zu verhindern, sollten Entscheidungsträger geeignete Maßnahmen ergreifen, die das mögliche „Erpressungspotenzial“ verringern.²⁹ Aus Sicht der politischen Entscheidungsträger dürfte es geboten sein, einige Elemente des Ausschreibungsdesigns nochmals zu hinterfragen. Insbesondere die Pönalen für die Nicht-Realisierung bezuschlagter Projekte und der Zeitabstand zwischen Ausschreibung und Inbetriebnahme sind kritische Elemente mit Blick auf das Risiko die Ausbauziele zu verfehlen. Für jede etwaige Maßnahme sollte jedoch der in Deutschland übliche Bestandsschutz gelten, um das Vertrauen in zukünftige Ausschreibungen nicht zu erschüttern.

Implikationen für Ausschreibungen im Ausland

Aus den deutschen Ausschreibungsergebnissen lassen sich auch Schlussfolgerungen für Ausschreibungen außerhalb der Bundesrepublik ziehen. Dies gilt insbesondere für die bevorstehenden Ausschreibungen in Großbritannien, an denen ein teilweise überlappender Bieterkreis mit mehreren Windparks mit Kapazitäten von über einem Gigawatt teilnehmen wird.³⁰

In Anbetracht der deutschen Ausschreibungsergebnisse ist es wahrscheinlich, dass DONG auch in Großbritannien aggressive (d.h. niedrige) Gebote abgeben wird, was sowohl an erwarteten Kostensenkungen liegt, als auch an ähnlich geringen Pönalen für die Nichtrealisierung eines erfolgreichen Gebots wie in Deutschland. Der Wert von Realloptionen könnte daher erneut eine wichtige Rolle spielen.³¹

Nichtsdestotrotz sollten Beobachter der Ausschreibung in Großbritannien keine Gebote von 0 €/MWh erwarten. Hierfür gibt es eine Vielzahl an Gründen. Erstens sehen die britischen Ausschreibungen vor, dass die Projekte zwischen 2021 und Anfang 2023 fertig gebaut sein sollen, sodass es weniger Möglichkeiten für technologiebedingte Kosteneinsparungen gibt. Zweitens müssen britische Projekte - wie bereits zuvor von NERA diskutiert³² - die Kosten des Netzanschlusses selbst tragen, während diese Kosten in Deutschland über Netzentgelte auf die Verbraucher umgelegt werden. Drittens dürfte die voraussichtlich geringe Anzahl teilnehmender Projekte zu vergleichsweise wenig Wettbewerb führen.³³ Als letzter und wichtigster Unterschied ist anzumerken, dass das britische Subventionssystem beidseitig ist – der britische Fördermechanismus sieht nicht nur einen Mindestpreis für den erzeugten Strom vor, wenn der Marktpreis unterhalb des anzulegenden Werts liegt, sondern auch einen Höchstpreis, wenn der Marktpreis über dem anzulegenden Wert liegt. Ein solcher Höchstpreis existiert in Deutschland nicht. Auch die aggressivsten Bieter werden ihren Umsatz nicht auf 0 €/MWh beschränken wollen. Daher sind Gebote um den erwarteten Großhandelspreis (von der britischen Regierung auf 52 £/MWh im Jahr 2024 geschätzt, Preisniveau 2012) der niedrigste Wert, der realistisch erwartet werden kann.

Zentrale Erkenntnis der deutschen Ausschreibung für Bieter und politische Entscheidungsträger im Ausland dürfte jedoch sein, dass die Details des Ausschreibungsdesigns entscheidende Implikationen für die optimale Gebotsstrategie haben können. Dies betrifft insbesondere die Pönalen für eine Nichtrealisierung des Projekts, aber auch Zeitabstände zwischen Ausschreibung und Baubeginn sowie regionale Kapazitätsbeschränkungen. Ähnliche Kapazitätsbeschränkungen können – wie zum Beispiel in Großbritannien – auch durch Begrenzungen für bestimmte Technologien entstehen. Tatsächlich kann es in Großbritannien dazu kommen, dass mehrere Beschränkungen in einer Ausschreibung wirken. Da Projektentwickler in Großbritannien entscheiden können, an welcher Ausschreibungsrunde sie teilnehmen, besteht für Bieter aufgrund der geringen Anzahl sehr großer Projekte die Möglichkeit, bewusst mitzubestimmen wann Budget-Beschränkungen erreicht werden und folglich auch wann und bei welchem Preis die maximal ausgeschriebene Menge erreicht wird.

Die britischen Ausschreibungen im kommenden Sommer versprechen in jedem Fall ebenso interessant zu werden wie die erste deutsche Ausschreibung...

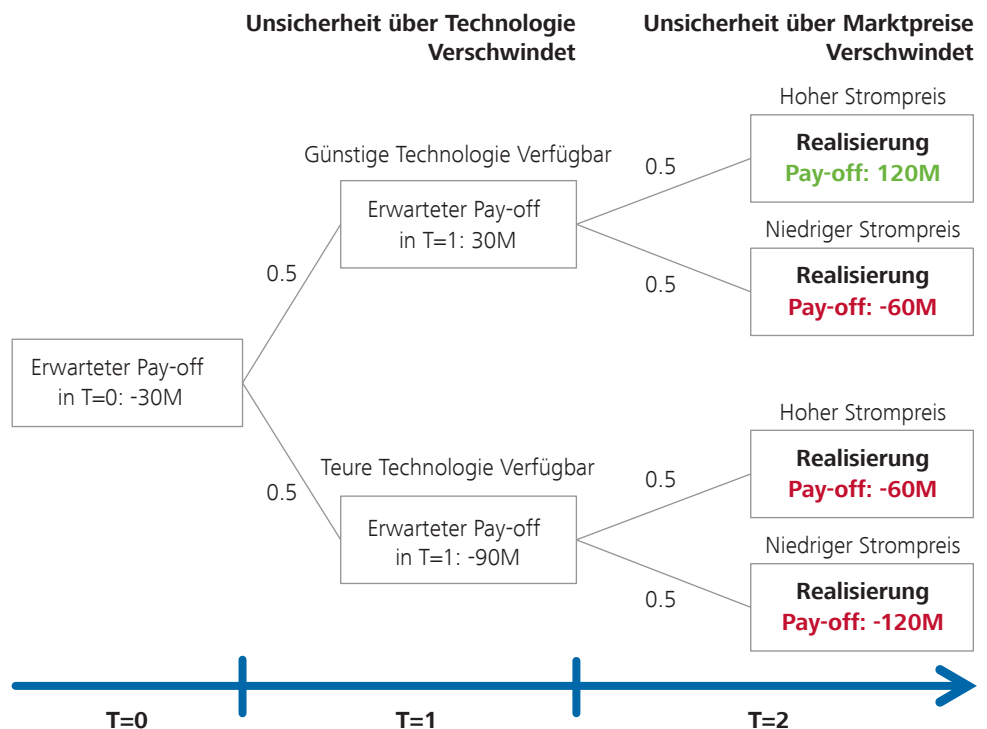
Anhang 1 – Beispiel zur Veranschaulichung des Konzepts der Realoptionen im Zusammenhang mit Offshore-Wind-Ausschreibungen

Das folgende stilisierte Beispiel illustriert den Einfluss des Werts einer Realoption auf den Entscheidungsprozess eines Bieters, der an einer Ausschreibung für Offshore Wind teilnimmt.³⁴ Bieter geben ihre Gebote zum Zeitpunkt $T=0$ ab. Im Zeitpunkt $T=1$ treffen sie ihre finalen Investitionsentscheidungen. In der Zeitspanne zwischen Ausschreibung und Realisierung des Offshore-Windparks sind die Entwickler mit Unsicherheit auf zwei Ebenen konfrontiert:

- Technologische Unsicherheit (die sich in Periode 1 auflöst); und
- Unsicherheit über den Marktpreis (die sich erst nach Baubeginn und damit in Periode 2 auflöst).³⁵

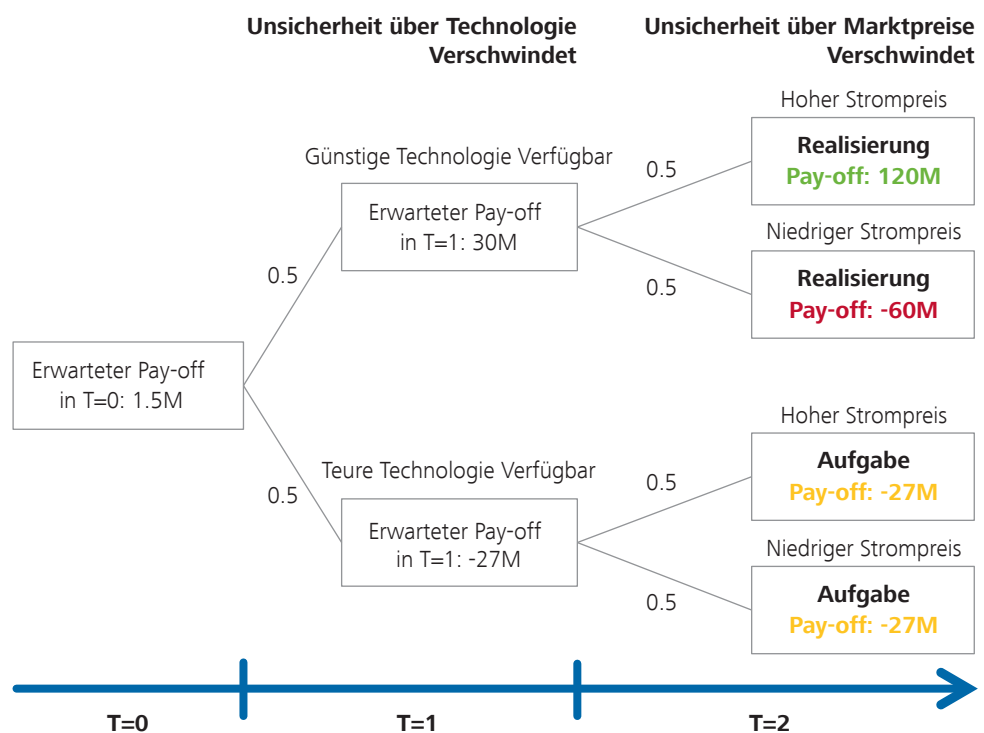
Wir nehmen vereinfachend an, dass jede Ebene nur zwei Werte annehmen kann. Mit Wahrscheinlichkeit 0,5 sind die technologischen Gegebenheiten günstig und mit Wahrscheinlichkeit 0,5 sind sie ungünstig. Ebenso sind die Strompreise (in diesem Beispiel) über die Betriebsdauer des Windparks mit Wahrscheinlichkeit 0,5 hoch und mit Wahrscheinlichkeit 0,5 niedrig. Die Auszahlungswerte in den unterschiedlichen Szenarien dienen lediglich illustrativen Zwecken.

Wir betrachten in der folgenden Abbildung zunächst den Fall, in dem der Eigentümer eines bezuschlagten Projekts seine finale Investitionsentscheidung in unmittelbarer Nähe zur Gebotsabgabe treffen muss, d.h. bevor er die Entwicklung der Technologie beobachten kann.



Wenn der Eigentümer des Projekts in T=0 an der Ausschreibung teilnimmt und gewinnt, so können vier verschiedene Szenarien eintreten. In T=0 ist die erwartete Auszahlung des Projekts € -30 Millionen und ein Betreiber, der nach dem Kapitalwertkriterium über seine Investitionen entscheidet, würde den Windpark nur dann bauen, wenn er eine signifikante Subvention dafür erhält (und entsprechend bieten).

Im Folgenden präsentieren wir ein Alternativszenario, das der ersten deutschen Offshore-Ausschreibung näher kommt. Nun kann der Eigentümer eines Windparks die Entwicklung der Technologie in T=1 beobachten, bevor er sich entscheiden muss, ob er das Projekt aufgeben oder realisieren will. Die Nicht-Realisierung geht mit einer Pönale in Höhe von € -27 Millionen einher, wie der nachfolgenden Grafik zu entnehmen ist. Diese Pönale ist deutlich geringer als der Verlust, der sich beim Bau eines Windparks einstellt, wenn sich Technologie und Strompreise schlechter als geplant entwickeln.



Dadurch, dass das Projekt in T=1 aufgegeben werden kann, kann der Eigentümer des Projekts die Entscheidung über den Bau abhängig von der Entwicklung der technologischen Gegebenheiten treffen. Falls die Gegebenheiten günstig sind, errichtet er den Windpark. Falls dies nicht der Fall ist, gibt er das Projekt auf. Somit kann er im Vergleich zum vorher betrachteten Szenario ohne Option den erwarteten Verlust – im Fall ungünstiger Technologieentwicklung - von € -90 Millionen auf € -27 Millionen reduzieren. Dem steht ein erwarteter Gewinn von € 30 Millionen (Durchschnitt aus € 120 Millionen und € -60 Millionen) im Szenario mit günstiger Technologie gegenüber.

Der Wert der Option beträgt damit € 1,5 Millionen (Durchschnitt aus € 30 Millionen und € -27 Millionen) und ist im Gegensatz zum Wert des Windparks ohne Option positiv. Folglich kann der Wert der Realoption (die Investitionsentscheidung von marktlichen und technologischen Entwicklungen abhängig machen zu können) das nach heutigen Erwartungen zunächst aggressiv erscheinende Bieterverhalten erklären.

In der Realität werden Bieter neben Nullgeboten auch andere Gebote in Betracht ziehen. Für jedes mögliche Gebot werden die Erfolgswahrscheinlichkeiten und die korrespondierenden Werte der Realoptionen vor dem Hintergrund der Erwartungen über Technologie und Markt zu quantifizieren und diese in ihrer Bewertung zu berücksichtigen haben.

Anhang 2 – Liste der zur Teilnahme zugelassenen Projekte

Name	Kapazität	Eigentümer	Cluster	Fertigstellung Netzanschluss	Distanz	Tiefe
Nordsee						
Gode Wind 3	110	DONG	3	2023	39	30-34
Gode Wind 4	336	DONG	3	2023	42	30-34
Nordsee 2	384	Northland Power/ Innogy	3	2023	47	29-34
Nordsee 3	400	Northland Power/ Innogy	3	2023	47	28-33
KASKASI II	272	Innogy	4	verfügbar	48	18-24
OWP Delta Nordsee 1	210	E.ON	3	2023	50	26-34
OWP Delta Nordsee 2	160	E.ON	3	2023	51	29-33
Borkum Riffgrund West 1	270	DONG	1	2024	53	29-31
OWP West	240	DONG	1	2024	58	29-33
Borkum Riffgrund West 2	240	DONG	1	2024	67	29-31
<i>Atlantis I</i>	<i>613</i>	<i>Vattenfall</i>	<i>6</i>	<i>2025</i>	<i>83</i>	<i>37-40</i>
Nördlicher Grund	384	Blackstone Group	5	2025	84	27-38
He Dreiht	900	EnBW	7	2025	85	39
<i>Global Tech II</i>	<i>486</i>	<i>Vattenfall</i>	<i>7</i>	<i>2025</i>	<i>85</i>	<i>37-39</i>
Nördlicher Grund (Sandbank)	240	Vattenfall	5	2025	95	26-34
Ostsee						
Arcadis Ost 1	348	Wintershall/KNK	4	2021	17	41-46
Baltic Eagle	500	Sea Wind Holding	2	2021	28	40-44
Ostseeschatz	252	Windreich AG	2	2021	30	45-47
Adlergrund GAP	155	BEC Energy Consult	1	2021	36	34-37
Adlergrund 500	72	BEC Energy Consult	1	2021	40	34-37
Wikinger Nord	40	Iberdrola	1	2021	40	40
Wikinger Süd	85	Iberdrola	1	2021	41	27-37
Windanker	250	Iberdrola	1	2021	42	41-45

Quelle: NERA Analysen von 4coffshore, BSH und Daten aus dem Offshore-Netzentwicklungsplan.

Netzanschluss bezeichnet das Jahr der Anbindung an das Stromnetz auf dem deutschen Festland. Kaskasi II könnte bereits an eine existierende Netzanbindung angeschlossen werden. Ein Förderbeginn vor 2021 ist jedoch nicht möglich. Erfolgreiche Projekte sind **fett gedruckt**. *Kursiv und grau* gedruckt sind solche Projekte, für die aufgrund der Ergebnisse der ersten Ausschreibung für bestehende Projekte keine (nennenswerte) Netzanschlusskapazität mehr verfügbar sein wird.

Anmerkungen

- ¹ Die Autoren dieses Berichts bedanken sich bei Clemens Koenig, Sebastian Hanson, Petra Loerke und Florian Mockel für ihre Recherche und Unterstützung.
- ² Die Förderung erfolgt im Rahmen eines Marktprämienmodells. Hierbei wird zunächst ein „anzulegender Wert“ bestimmt. Der anzulegende Wert bestimmt effektiv den Mindestpreis, den der Betreiber eines Windparks für den von ihm erzeugten Strom erhält. Falls der Marktpreis unterhalb des anzulegenden Werts liegt, so erhält er eine Marktprämie in Höhe von der Differenz zwischen anzulegendem Wert und dem Monatsmarktwert der Windenergie auf See. Ein Gebotswert von 0 €/ MWh entspricht einem anzulegenden Wert von 0 €/ MWh. Ein Nullgebot ist allerdings insgesamt nicht komplett subventionsfrei, da Teile der Kosten für den Netzanschluss in Form von Netzentgelten vom Endverbraucher getragen werden.
- ³ Nach unserem Verständnis ist die Interpretation der Pönalenregelung des WindSeeG in Rechtskreisen umstritten. Allerdings beinhalten erfolgreiche Gebote auch bei der Gesetzesauslegung, die unter den plausiblen Varianten zur höheren Pönale führt, einen signifikanten Optionswert. NERA Economic Consulting ist nicht zur Beratung in Rechtsfragen berechtigt. Folglich sollten juristische Auslegungsfragen des WindSeeG mit Ihren juristischen Beratern diskutiert werden.
- ⁴ Gemäß WindSeeG zählten Projekte als vorentwickelt, wenn sie bereits vor dem 1. August 2016 von der zuständigen Behörde genehmigt worden waren oder ihre Anhörung vor dem 1. August 2016 stattfand.
- ⁵ Dieser Marktpreis wird vermutlich unterhalb des durchschnittlichen Großhandelspreises für Strom liegen, da Offshore-Windparks typischerweise Preise unterhalb des durchschnittlichen Großhandelspreis erzielen. Siehe <https://www.netztransparenz.de/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Marktpraemie/Marktwerte>.
- ⁶ Art. 48 des WindSeeG beschränkt die Betriebslaufzeit auf zunächst 25 Jahre, mit der Möglichkeit einer Laufzeitverlängerung von 5 Jahren wenn es keine direkte Alternativverwendung der Betriebsstätte gibt.
- ⁷ Beispielsweise könnte EnBW ihre Offshore-Windparks als Absicherung für ihr Kohlegeschäft in Süddeutschland betrachten, da Windparks von einem schnellen Ausstieg aus fossilen Energien profitieren und umgekehrt.
- ⁸ Information aus Presseveröffentlichungen von EnBW und DONG: https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_157185.html
<http://www.dongenergy.com/en/media/newsroom/company-announcements-details?omxid=1557851>
- ⁹ Die Turbinen die in DONGs Offshore-Windparks Borkum Riffgrund 1 (in Betrieb) und Borkum Riffgrund 2 (im Bau) installiert sind, haben Kapazitäten von 4 bzw. 8 MW.
- ¹⁰ Siehe <https://www.enbw.com/media/downloadcenter-konzern/geschaeftsberichte/enbw-integrierter-geschaeftsbericht-2016.pdf>, S. 62.
- ¹¹ Im März 2017 verkündete DONG, einen ersten langfristigen Abnahmevertrag für Offshore-Windstrom mit einem britischen Stromverteiler (Good Energy) abgeschlossen zu haben. Diese Vertragsbeziehung wollen beide Parteien zukünftig weiter ausbauen. Siehe <http://www.dongenergy.co.uk/news/press-releases/articles/good-energy-sources-wind-power-from-dong-energy%E2%80%99s-westermost-rough>.
- ¹² Nach 2018 wechselt das deutsche Fördersystem für Offshore-Windparks zum sogenannten Zentralen Modell, das dem Fördersystem in den Niederlanden und Dänemark ähnelt. Dabei entwickelt der Staat Betriebsflächen vor und schreibt die vorentwickelten Flächen aus. Die einzige Entschädigung für Entwickler bestehender Projekte, die ihre vorentwickelte Windparks an den Staat abgeben müssen, ist ein Eintrittsrecht, welches ihnen erlaubt, erfolgreiche Bieter im Zentralen Modell zu deren Gebotshöhe zu verdrängen. In Anbetracht der derzeit vorherrschenden Unsicherheit über zukünftige Entwicklungen und Preise ist der Wert dieses Eintrittsrechts unklar.
- ¹³ Siehe zum Beispiel KfW Research, „Teurer Wind auf rauer See: Lassen Ausschreibungen die Preise purzeln?“, 3. April 2017 und Frankfurter Allgemeine Zeitung, „Strom aus Meereswindparks wird deutlich billiger“, 6. April 2017.
- ¹⁴ Beispielsweise ist die Förderdauer in den Niederlanden und Dänemark kürzer als in Deutschland. Andererseits müssen erfolgreiche Bieter in Dänemark und den Niederlanden einen kleineren Teil der Windparkverkabelung tragen. Weitere Unterschiede zwischen den Niederlanden, Dänemark und Deutschland ergeben sich mit Blick auf Wassertiefe, Distanz zur Küste, Planungs- und Genehmigungskosten sowie bezüglich der Ausgestaltung der gleitenden Marktprämie (Rückzahlung falls Strompreis den anzulegenden Wert übersteigen) und des Netzanschlusses.
- ¹⁵ Ein Cluster beschreibt eine vorbestimmte Zone, die über (typischerweise) einen Netzanschluss mit dem Festland verbunden wird. In der Nordsee gibt es derzeit acht verschiedene Cluster. In der Ostsee gibt es derzeit drei Cluster, die aber alle über den gleichen Netzanschluss angeschlossen sind und daher mit einem Cluster gleichzusetzen sind.
- ¹⁶ In Clustern mit überbelegter Anschlusskapazität müssen Bieter nicht nur insgesamt kompetitive Gebote abgeben, sondern müssen auch darauf achten, dass sie ihre direkten Wettbewerber um Anschlusskapazität unterbieten. Somit könnte theoretisch ein Szenario eintreten, in dem ein Entwickler das insgesamt zweitniedrigste Gebot abgibt, aber die Realisierung des Projekts daran scheitert, dass nicht mehr genügend Anschlusskapazität vorhanden ist, wenn das günstigste Projekt im gleichen Cluster liegt.
- ¹⁷ Dies bedeutete beispielsweise für die sechs Projekte in Cluster 3, dass sie um erfolgreich zu sein nicht nur den Wettbewerb um die 1550 MW Gesamtkapazität gewinnen mussten, sondern auch den clusterinternen Wettbewerb um 900 MW Netzanschlusskapazität. Es wäre somit möglich gewesen, dass ein Projekt zwar unter die günstigsten 1550 MW fällt, aber trotzdem nicht realisiert werden kann.
- ¹⁸ Für die Auswirkungen von Distanz zur Küste und Wassertiefe auf die Projektkosten siehe Fichtner & Prognos (2013), Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland.
- ¹⁹ Vgl. Dixit and Pindyck (1994): Investment under Uncertainty für eine Einführung zu Realloptionen sowie Haug et al (2015): Deriving ALFs from Lump-Sum Valuations –A Response to Ofcom’s Third Consultation, Appendix (available at: https://www.ofcom.org.uk/__data/assets/pdf_file/0015/82104/telefonica_-_annex_4.pdf) für eine Anwendung des Realloptionenkonzepts im Zusammenhang mit rückgabefähigen Lizenzen.
- ²⁰ Siehe Art. 59 des WindSeeG. Der Netzentwicklungsplan legt nur fest, dass der Netzanschluss für Cluster 6/7 im Jahr 2025 fertiggestellt werden soll. Über den Monat und die genaue Deadline für die Fertigstellung des Projekts wird später entschieden.
- ²¹ Siehe Art. 60 des WindSeeG. Unser Verständnis ist, dass die Interpretation von Art. 60 nicht eindeutig ist. Gemäß einer alternativen Interpretation würde EnBW die gesamte hinterlegte Sicherheit verlieren. Die genaue Interpretation der Gesetzespassage ist eine Rechtsfrage und durch ihre Rechtsberater zu beantworten. Die äquivalenten Pönalen für DONGs Gebote in Höhe von 0 €/MWh betragen € 7,2 Millionen bzw. € 24 Millionen.
- ²² Siehe auch http://bizzenergytoday.com/die_offshore_sensation_und_ihre_fallstricke, wo ebenfalls darauf aufmerksam gemacht wird, dass ein erfolgreiches Gebot effektiv eine Call Option darstellt.

Anmerkungen

- ²³ Man könnte argumentieren, dass durch das Eintrittsrecht eine Realloption entsteht. Erhält der vorentwickelte Windpark eines Entwicklers unter dem zentralen Modell erneut den Zuschlag, kann der ursprüngliche Entwickler zum niedrigsten für diesen Windpark bezuschlagten Gebot wiedereintreten. Im Gegensatz zur Abgabe von Nullgeboten birgt dieses Vorgehen auch kein zusätzliches Risiko von Pönalen für die Nichtrealisierung. Allerdings schränken zwei Aspekte des deutschen Systems die Effektivität einer solchen Strategie ein: i) Die Behörden, die die Zuschläge verteilen, könnten die Entwicklungszonen umstrukturieren und/ oder neugestalten, sodass ein Eintrittsrecht gar nicht erst zustande kommt. ii) Die Entwicklungszone könnte erst Ende der 2020er Jahre ausgeschrieben werden, sodass die Entwicklung des Projekts erheblich verzögert würde.
- ²⁴ Auch wenn die Pönalen für die Nichtrealisierung des Projekts proportional zur Projektgröße steigen, kann es zu Kosteneinsparungen kommen, wenn die Projektkosten nichtlinear in der Projektgröße sind.
- ²⁵ Sollte die zuständige Behörde (Bundesamt für Schifffahrt und Hydrographie) eine Entwicklungszone, in der bereits ein Projekt vorentwickelt wurde, nach 2025 unter dem zentralen Modell zur Ausschreibung bringen hat der Voreigentümer ein Eintrittsrecht, d.h. die Möglichkeit das Projekt zum niedrigsten für das Gebiet eingegangene Gebot zu verwirklichen. Über den Wert dieses Eintrittsrechts für bestehende Projekte besteht erhebliche Unsicherheit, da es vom Verhalten anderer Bieter und dem Vorgehen der zuständigen Behörde abhängt. In Rechtskreisen wird angezweifelt, ob das Eintrittsrecht für bestehende Projekte eine verfassungsgemäße Entschädigung für die Enteignung darstellt.
- ²⁶ Die deutsch-dänische Ausschreibung vom Dezember 2016 ist in dieser Darstellung ausgelassen, da ausschließlich dänische Windparks bezuschlagt wurden.
- ²⁷ Das WindSeeG enthält Passagen, die der BNetzA die Möglichkeit einräumen, den maximalen Preis um einen bestimmten Prozentsatz zu erhöhen. Die Erhöhung eines anzulegenden Werts in Höhe von 0 €/MWh um einen – wie auch immer gearteten - prozentualen Anteil wird allerdings nicht zur Lösung der Problematik beitragen.
- ²⁸ Vgl. <http://www.windkraft-journal.de/2017/04/16/wirtschaftsminister-fordert-staerkeren-ausbau-der-offshore-windenergie/101214> und <http://www.offshore-stiftung.de/bundesnetzagentur-ver%C3%B6ffentlicht-ausschreibungsergebnisse>
- ²⁹ Eine solche Möglichkeit zur „Erpressung“ bestünde nur dann, wenn der Reputationsverlust, den die Regierung erleidet, wenn sie ihr Ausbauziel nicht erreicht, größer ist als der finanzielle Verlust und der Reputationsverlust, den das Unternehmen erleidet, wenn ein Projekt aufgegeben wird. Zusätzlich müsste das betroffene Unternehmen abwägen, was eine derartige „Erpressung“ für das zukünftige Verhältnis zur Regierung bedeuten würde.
- ³⁰ Die zweite Ausschreibung unter dem “Contracts for Difference (CfD)“-System begann im April 2017 und endet voraussichtlich im Sommer 2017. Die erste Runde lief von Ende 2014 bis Anfang 2015 und resultierte in erfolgreichen Geboten, die weit jenseits dessen liegen, was derzeit auf dem Markt beobachtet wird (Erfolgreiche Gebote jenseits von 100 €/MWh).
- ³¹ Auch wenn die Pönalen für die Nichtrealisierung eines Projekts in der zweiten Ausschreibung etwas höher sind als in der ersten Runde, beschränken sich die Pönalen immer noch nur auf den Ausschluss von zukünftigen Ausschreibungen. Es gibt also im Gegensatz zu Deutschland keinen direkten finanziellen Verlust.
- ³² Siehe http://www.nera.com/publications/archive/2016/PUB_offshore_wind_A4_0916.html
- ³³ Der Wettbewerb in Großbritannien ist komplexer als in Deutschland, da er sich entlang mehrerer Dimensionen abspielt. Beispielsweise ist das versprochene Jahr der Fertigstellung, das Bieter in ihrem Gebot selber angeben dürfen, eine weitere strategische Variable, mit der Bieter das Ergebnis der Ausschreibung beeinflussen können, die es im deutschen System nicht gibt.
- ³⁴ Zur Vereinfachung nehmen wir einen Diskontierungszinssatz in Höhe von $r=0$ an.
- ³⁵ In der Realität wird sich zum Zeitpunkt der finalen Investitionsentscheidung auch die Unsicherheit über die Marktpreise reduziert haben – auch wenn beträchtliche Unsicherheit bestehen bleiben wird. Der wahre Optionswert wird im dargestellten Beispiel also eher unterschätzt.

Über NERA

NERA Economic Consulting (www.nera.com) ist ein internationales Unternehmen, dessen Experten ökonomische, finanzwirtschaftliche und quantitative Methoden einsetzen, um komplexe unternehmerische und regulatorische Herausforderungen erfolgreich zu bewältigen. Seit über 50 Jahren entwerfen die Ökonomen von NERA Strategien und verfassen Analysen, Berichte und Gutachten sowie Empfehlungen für Behörden, führende Anwaltskanzleien und Unternehmen.

Kontakt

Für weitere Informationen wenden Sie sich bitte an die Autoren:

Dominik Huebler

Principal

Berlin | +49 30 700 1506 20

London | +44 20 7659 8504

dominik.huebler@nera.com

Daniel Radov

Director

London | +44 20 7659 8744

daniel.radov@nera.com

Lorenz Wieshammer

Research Officer

Berlin | +49 30 700 1506 32

lorenz.wieshammer@nera.com