

Warum 12,6 Milliarden Euro eine gute Nachricht sind.

Inhalt:

1. *Bewertung der Ergebnisse der deutschen Wind-Offshore-Ausschreibungen*
2. *Bewertung von Reaktionen*

Die jüngst veröffentlichten Ergebnisse der Offshore-Windenergie-Ausschreibungen sind wegweisend und ein Erfolg für die deutsche Energiewende. Erstmals wurden die nicht zentral voruntersuchten ausgeschriebenen Flächen über das dynamische Gebotsverfahren (bzw. zweite Gebotskomponente) versteigert. Das Verfahren tritt ein, wenn im Zuge der Ausschreibungen für eine Fläche mehrere Null-Cent-Gebote abgegeben werden, demnach auf eine staatliche Förderung verzichtet wird. Während zuvor die Flächen im Falle mehrerer Null-Cent-Gebote unter den BieterInnen zugelost worden sind, wurde im Rahmen der WindSeeG-Novelle 2022 das neue Verfahren eingeführt, für welches sich auch die EEX im vorhergehenden parlamentarischen Verfahren ausgesprochen hatte.¹

Mit der ersten dynamischen Gebotsrunde wurden für die Ausschreibungen 12,6 Milliarden Euro erzielt, verteilt auf die vier ausgeschriebenen Flächen und nach erfolgter Realisierung in Raten zu zahlen. Damit wird die deutsche Offshore-Windenergie mit einer einzigen Ausschreibung von 7 GW fast verdoppelt. Um die im Ausbaupfad festgelegten Ziele von 30 GW bis 2030, 40 GW bis 2035 und 70 GW bis 2045 zu erreichen, ist eine hohe Attraktivität des deutschen Offshore-Marktes unerlässlich.

Dass das erste dynamische Gebotsverfahren zu solch einem erfolgreichen Ergebnis geführt hat, lässt folgende Schlüsse zu:

1. Erneuerbare Energien sind marktreif und marktintegriert

Für die Durchführung des dynamischen Gebotsverfahrens müssen mehrere Null-Cent-Gebote für die ausgeschriebenen Flächen eingehen. In der Praxis bedeutet das, dass Betreiberunternehmen auf eine staatliche Förderung verzichten und ihre Energiemengen marktlich veräußern. Das zeigt, dass sich Offshore-Windenergie am Markt trägt und ohne zusätzliche staatliche Subventionierung und Finanzhilfe ein Geschäftsmodell bietet. Nach Zeiten der anfänglichen staatlichen Förderung zur Beschleunigung der Marktreife ist allein diese Tatsache bereits ein großer Erfolg und ein wichtiger Schritt für die Transformation der Energiedeutschland. Somit wird nicht nur die Allgemeinheit entlastet, die schlussendlich für staatliche Subventionen aufkommt, sondern gleichzeitig eine Signal- und Sogwirkung im Markt entfacht, die weiteres Kapital und Unternehmen anziehen. Offshore-Windenergie ist ein profitabler Wirtschaftsbereich, der günstige erneuerbare Energie liefert.

2. Wettbewerb fördert Kosteneffizienz und Zielerreichung

An dem Gebotsverfahren nahmen in über 60 Gebotsrunden bis zu neun Bieter teil, die jeweils ihre Zahlungsbereitschaft darlegten. Der Offshore-Markt ist demnach geprägt von hohem Wettbewerb zahlreicher Unternehmen, die für die Flächen (welchen nun ein direkter Wert beigemessen wird)

¹ „Stattdessen sehen wir den Vorschlag zur Novelle des WindSeeG als Chance für den schrittweisen Ausstieg aus der staatlichen Absicherung bzw. Förderung. Es ist insbesondere die Chance, neuen Vermarktungsinstrumenten wie grünen PPAs zum Durchbruch zu verhelfen.“

https://www.bundestag.de/resource/blob/790542/5661d07a190bb32f850b09e5ef76c65b/stgn_sv_reitz-data.pdf sowie 2022 https://www.eex.com/fileadmin/Global/News/EEX/EEX_Opinions_Expert_Reports/2022-03-17_EEX-Stellungnahme_BMWK-Entwurf_Novelle_WindSeeG.pdf

bieten. Indem die Zahlungsbereitschaft der Bieter abgefragt wird, wird schlussendlich Kosteneffizienz bei der Umsetzung der Projekte erreicht, da die Windparks zu möglichst günstigen und effizienten Konditionen realisiert werden sollen. Der Wettbewerb untereinander sorgt dafür, dass Druck auf den tatsächlichen Ausbau entsteht, um Investitionen möglichst zeitnah zu amortisieren. Ebenfalls sichert der hohe Wettbewerb günstige Preise, da Produktionsmengen marktlich veräußert werden.

Bereits im Kontext des Gesetzgebungsprozesses zur Einführung der zweiten Gebotskomponente wurde über staatlich gefördert Differenzkontrakte (CfDs) diskutiert, welche auch im Zuge der Debatten um Industriestrompreis und grundsätzliches Marktdesign auf EU- und nationaler Ebene zurzeit wieder im Fokus stehen. Die Ergebnisse, die sich aus der zweiten Gebotskomponente ergeben, sind eine Bestätigung für den marktlichen Weg des Ausbaus und zeigen, dass staatliche Finanzierung und CfDs nicht notwendig sind und im Gegenteil zu mangelnder Preiseffizienz führen würden. Die gegenwärtige Entwicklung der Großhandelsstrompreise für die langjährigen Futures-Kontrakte am Stromterminmarkt bestätigen zudem die langfristige Erwartung sinkender Strompreise.

3. Einnahmenverwendung im Sinne der Gesellschaft

Die durch das Gebotsverfahren generierten Einnahmen sind sichere Einnahmen für den Bund; sie werden zu 90 Prozent zur Stromkostensenkung verwendet, indem sie den Netzausbau vorantreiben und die Kostenbeteiligung für die Verbraucher durch geringere Netzentgelte senken sollen. Im konkreten Fall bedeutet das 11.34 Milliarden Euro, das entspricht etwa 10 Prozent des Gesamtbedarfs für den Netzausbau. In zukünftigen Ausschreibungen ist weiterhin mit Null-Cent-Geboten zu rechnen und damit mit weiteren Erlösen durch die zweite Gebotskomponente, die den Kostendruck damit senkt und eine zusätzliche Einnahmequelle schafft. Die Bieter erwerben damit Flächen, die als Allgemeingut einen Preis bekommen und darüber hinaus Netzanschlüsse garantieren. Das bestätigt den eigentlichen Wert, den diese Flächen bereits für die Unternehmen haben. Auch die Unterstützung von Meeresnaturschutzprojekten und der nachhaltigen Fischerei zu jeweils 5 Prozent fördern Nachhaltigkeitsentwicklungen. Im Gegensatz dazu wären Einnahmen für den Bund in einem System mit Differenzverträgen (CfD) unsicher. Sie würden nur bei hohen Strompreisen über dem Niveau des anzulegenden Wertes aus den Auktionen eintreten. Marktbasierter Klimaschutz findet im Übrigen auch über den Emissionshandel statt, durch welchen 2022 über 13 Milliarden Euro erlöst und in den Klima- und Transformationsfonds eingespeist worden sind.² „Damit lassen sich wichtige Maßnahmen im Klimaschutz finanzieren, national wie international.“³

Das erste durchgeführte dynamische Gebotsverfahren hat die Hoffnungen und Ziele der Einführung bestätigt und ist die logische Konsequenz auf dem Weg, die erneuerbaren Energien vollständig in den Markt zu entlassen und staatliche Förderprogramme zielgerichtet auf notwendige Bereiche zu beschränken. Für die erfolgten Ausschreibungen der letzten Jahre zeigt sich, dass großes Interesse und Kapital für die Direktvermarktung der Volumina vorhanden ist, welche über Null-Cent-Gebote zugeteilt worden sind. Instrumente wie PPAs bieten einerseits planbare Abnahmeverträge und Strompreise, zusätzlich aber auch Sicherheiten zur Refinanzierung erneuerbarer Energiequellen.⁴ Gemeinsam mit den Herkunfts nachweisen von Grünstrom lassen sich darüber nachhaltige

² DEHSt. (https://www.dehst.de/DE/Nationaler-Emissionshandel/nEHS-verstehen/nehs-verstehen_node.html)

³ Jürgen Landgrebe (DEHSt) im Interview: <https://www.emw-online.com/artikel/235311/steigende-co2-preise-geben-uns-neue-spieler-ume>

⁴ Die Internationale Energieagentur (IEA) erwartet, dass Corporate PPAs 2023 und 2024 16% des Ausbaus von EE-Anlagen mit etwa 80 GW ausmachen würden und wettbewerbsorientierte Auktionen in Europa zwischen 2022 und 2024 60% des Wachstums erneuerbarer Kapazitäten verantworten.

Finanzierungsinstrumente etablieren, die innerhalb bestehender Märkte und Praktiken wirken. Es ist daher zielführend, Betreibern alle Möglichkeiten der Vermarktung über Handelsplätze oder bilaterale Verträge zur Verfügung zu stellen, direkte staatliche Eingriffe zu reduzieren und gegebenenfalls bestehende Hemmnisse zu überprüfen.

Der erfolgreiche Ausbau der Offshore-Windenergie erfordert möglichst einfache und bürokratiearme Verfahren. **Aus dem Erfolg des dynamischen Gebotsverfahrens sollte geschlussfolgert werden, dass dieses auch bei voruntersuchten Flächen zum Zuge kommt.** Auch wenn das aktuelle Verfahren für zentral voruntersuchte Flächen verschiedene Komponenten zur Bewertung einbezieht, ließe sich auch hier ein Verfahren ähnlich dem dynamischen Gebotsverfahren nutzen. Das Angleichen der Ausschreibungsverfahren würde den Aufwand reduzieren und Verfahren vereinfachen, während eine grundsätzliche Trennung zwischen voruntersuchten und nicht voruntersuchten Flächen erhalten bleibt. Weiterhin sollten Optimierungsmöglichkeiten beim Auktionsdesign geprüft werden, insbesondere was die Sicherstellung der Akteursvielfalt und die Realisierung von gewonnenen Ausschreibungen betrifft.

Bewertung von Reaktionen

1. Das dynamische Gebotsverfahren treibt die Strompreise nach oben, Kosten werden eingepreist und die Kapitalkosten (sowie der Strompreis für die Industrie) um bis zu 2,1 Cent/kWh erhöht.⁵

Stromgestehungskosten orientieren sich an einer Vielzahl von Faktoren. Die Gebote für die ausgeschriebenen Offshore-Flächen zeigen, dass Windenergie vollständig im Markt angekommen und integriert ist und sich über diesen selbst finanziert. Die Teilnahme von einer Vielzahl an Akteuren an den Ausschreibungen zeigt, dass sich ein Markt mit hohem Wettbewerb gebildet hat. Durch eine diverse Betreiberstruktur von Offshore-Windparks wird der Wettbewerb bei Geboten auch auf die Vermarktung des produzierten Stroms übertragen. Eine (vollständige) Eipreisung der zweiten Gebotskomponente scheint daher wenig realistisch, da langfristige Trends zu sinkenden Strompreisen erkennbar sind. Überzogene Gebote und eine Eipreisung der Kosten in Langfristverträge werden sich voraussichtlich nicht im Wettbewerb einer wachsenden Offshore-Energielandschaft behaupten können. Der Strom, der auf den neuen Flächen generiert wird, steht in direkter Konkurrenz zu Strom aus bereits bestehenden Anlagen. Eine isolierte Betrachtung der Ausschreibungen in Bezug auf die Preisbildung ist daher nicht möglich, deswegen ist nicht zu erwarten, dass die Gebotskosten volumnfänglich eingepreist werden. Gegen die vollständige Eipreisung sprechen vor allem auch die ökonomischen Grundlagen des Strommarkts. Werden die Strommengen direkt über den Spotmarkt vermarktet, sind für die Produktion und Vermarktung von Erzeugungsanlagen deren variable Kosten entscheidend. Diese sind bei Wind Offshore, wie auch bei den meisten anderen fluktuierenden Erneuerbaren, sehr gering. In Folge des sog. Merit-Order-Effekts führt eine steigende Einspeisung und Vermarktung erneuerbarer Energien zu sinkenden Großhandelspreisen. Wird über einen physischen PPA vermarktet, ist zu erwarten, dass sich dessen Preis -abhängig von den individuellen Vertragsverhandlungen - an Großhandelspreisen für Strom und Herkunftsachweisen orientiert.

2. Auktionsdesign begünstigt kapitalstarke Unternehmen⁶, daher muss die Gebotshöhe begrenzt⁷ und qualitative Kriterien eingeführt werden. Dadurch sollen heimische Zulieferer gestärkt werden und die Zuschlagsmenge pro Bieter begrenzt werden.⁸

Eine Begrenzung der Gebotshöhe hat nur bedingt Einfluss auf das Bieterverhalten. Die Gebotsrunden würden bis zur begrenzten Höhe dieselbe Dynamik entfalten, wie im bisherigen Modell. Sobald eine Begrenzung erreicht würde, müssten qualitative Kriterien oder das Los über den Zuschlag entscheiden. Dass qualitative Kriterien unabhängig vom verfügbaren Kapital sind, ist fraglich. Zudem erhöhen sie den bürokratischen und regulatorischen Aufwand der bezuschlagten Unternehmen, sodass eine qualitative Verwendung der Gebotserlöse durch den Staat, so wie es im aktuellen WindSeeG vorgesehen ist, als die effizientere und weniger aufwändige Regelung erscheint. Auch wenn die heimischen Zulieferer und damit die deutsche Wirtschaft insgesamt eine wichtige Rolle spielen, sollte ein Ausschluss anderer Akteure im Hinblick auf Kosteneffizienz und Diversifikation vermieden werden. Diese industriepolitische Entscheidung wäre ein klarer Eingriff in das Ausschreibungsdesign. Letztlich besteht vor allem bei qualitativen Kriterien die Gefahr, die Akteursvielfalt einzuschränken, indem vor allem ausländische Investoren abgeschreckt würden, die qualitative

⁵ Bündnis der Verbände und vieler Unternehmen aus der Offshore-Windbranche (<https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/oelkonzerne-zahlen-milliarden-eintrittsgeld>)

⁶ Stiftung Offshore Windenergie

⁷ Bundesverband Windenergie Offshore

⁸ Stiftung Offshore Windenergie (<https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/oelkonzerne-zahlen-milliarden-eintrittsgeld>)

Kriterien aufgrund bisher mangelnder Präsenz im deutschen Markt schwerer erreichen könnten. Auch hier ist die qualitative und nachhaltige Mittelverwendung der Gebotserlöse durch den Staat die effizientere Alternative.

Grundsätzlich sollte die Einführung von Kriterien geprüft werden, welche die Akteursvielfalt besser sichern. Das kann z.B. durch eine Begrenzung der Zuschlagsmengen pro Bieter erfolgen. Praktikabilität und Aufwand müssen dabei immer im Auge behalten werden.

3. Marktkonzentration auf einige wenige Unternehmen, Akteursvielfalt sinkt.⁹

Das Gegenteil scheint der Fall, da die zweite Ausschreibung einen neuen Wettbewerb der Betreiber schafft. Bereits vor der Einführung der zweiten Gebotskomponente wurde vor mangelnder Akteursvielfalt gewarnt und die Sorge geäußert, dass sie Investoren abschrecke und den Standort Deutschland unattraktiver mache.¹⁰ Insbesondere im Vergleich zum vermeintlich deutlich attraktiveren Markt im Vereinigten Königreich, der auf staatlich geförderten CfD-Ausschreibungen basiert.¹¹ Die Ergebnisse des Gebotsverfahrens zeigen nun jedoch das Gegenteil. Die Bereitschaft zur Investition

ist nicht nur vorhanden, sie trat in einen Wettbewerb mit 9 verschiedenen Bieter und über 60 Gebotsrunden auch zutage (Hinweis: Weitere Einzelheiten zu den Gebotsrunden und der Anzahl der Unternehmen in den Runden sind nicht bekannt).

Vor diesem Hintergrund ist auch für die weiteren Gebotsrunden nicht mit einer eingeschränkten Akteursvielfalt zu rechnen.¹² Grundsätzlich sollte im Zug des „Berichts zur Marktmacht auf den Stromerzeugungsmärkten“ das Bundeskartellamt die Wettbewerbs-situation regelmäßig evaluieren.

Ergebnisse der deutschen Offshore-Windauktion vom Juni/Juli 2023

Konzern	Firmierung	Fläche (O=Ostsee)	MW	Gebot in Mio. Euro/MW	Gebot in Mrd. Euro	Mitbieter am Anfang	Gebotsrunden
BP	BP OFW Management 1 GmbH	N-11.1	2.000	1,83.	3,66	8	64
BP	BP OFW Management 3 GmbH	N-12.2	2.000	1,56	3,12	8	55
Total	North Sea OFW N12-1 KG	N-12.1	2.000	1,875	3,75	8	65
Total	Baltic Sea ODW 02-2 KG	O-2.2	1.000	2,07	2,07	9	72

Quelle: E&M 13.07.2023

wie PPAs werden die Finanzstärke und Absicherung der Betreiber erhöhen und somit den Ausbau erneuerbarer Kapazitäten vorantreiben. Gleichzeitig zeigen sich aktuell die Schwächen des CfD-Systems im Vereinigten Königreich, die Investitionsbereitschaft sinkt, Investoren zweifeln an der Förderung und kritisieren die mangelnde Flexibilität der CfDs im Zuge volatiler Wirtschaftsentwicklungen.¹³ CfD-Regime erhöhen die Bauwahrscheinlichkeit letztlich nicht.

Langfristige Finanzierungsinstrumente

⁹ Stiftung Offshore Windenergie (<https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/oelkonzerne-zahlen-milliarden-eintrittsgeld>)

¹⁰ RWE im Handelsblatt (<https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/energiewende-neues-gesetz-zahlen-windparkbetreiber-bald-eintrittsgeld-fuer-die-stromproduktion/26069444.html>)

¹¹ RWE und BWO ebd.

¹² Stefan Thimm (BWO): „Und klassische Öl- und Gasproduzenten finden auch in Deutschland den Weg in die Offshore-Wind-Technologie. Das ist begrüßenswert, da die Energiewende als Ganzes von einer höheren Akteursvielfalt profitiert.“ (<https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/der-offshore-wind-ausbau-kann-ein-wirtschaftswunder-entfachen>)

¹³ Handelsblatt (2023): Vattenfall stoppt Offshore-Projekt vor England wegen stark gestiegener Preise.

<https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/windpark-vattenfall-stoppt-offshore-projekt-vor-england-wegen-stark-gestiegener-preise/29269032.html>

4. Beaufschlagte Unternehmen könnten Realisierung verzögern, Ausmaß deutlich reduzieren, oder am Ende gar nicht bauen.¹⁴

Nach §81 II 1b WindSeeG müssen Betreiber die erforderlichen Unterlagen spätestens 24 Monate nach Erteilung der Zuschläge beim BSH einreichen sowie zu weiteren gesetzlich festgelegten Fristen über den Projektstand berichten und das Vorhaben realisieren. Im Falle der Missachtung und dem Nicht-Realisieren oder absichtlichen Verzögern werden hohe Anteile der zu hinterlegenden Sicherheiten bis hin zum vollständigen Anteil als Pönale einbehalten. Aus diesem Grund sowie der hohen Gebotssumme ist aus wirtschaftlichen Gründen eher nicht damit zu rechnen, dass eine absichtliche Verzögerung der Realisierung erfolgen wird. Dagegen spricht auch, dass die beaufschlagten Unternehmen dabei sind, ihre Geschäftsmodelle zu ändern. Um ihre eigenen Nachhaltigkeitsziele zu erreichen, sind sie auf den Zubau großer Mengen EE-Kapazitäten angewiesen.

Ein Risiko für die Bebauung der gewonnenen Flächen wird oft mit dem Begriff „winner's curse“ (Fluch des Gewinners) beschrieben. Der Investor hat sich verschätzt. In einer Situation mangelnder Informationen über den tatsächlichen Wert einer Investitionsentscheidung übersteigt die Investitionssumme des Gewinners (inklusive Zahlung für die Fläche) deren tatsächlichen Wert. Für das Unternehmen ist es in der Gesamtbetrachtung sinnvoller die Fläche nicht zu bebauen und die Strafzahlung zu leisten. Daraus aber zu folgern, dass der Staat den tatsächlichen Marktwert der Windlizenzen besser einschätzen kann und deshalb Obergrenzen einführt bzw. einen Verkaufspreis festlegt, erscheint realitätsfern.¹⁵ Um Risiken einer Nicht-Realisierung zu verringern, sollte es angemessene Strafzahlungen geben, die einen zusätzlichen Realisierungsanreiz darstellen.¹⁶ Schon beim aktuellen Auktionsdesign wurden die Strafzahlungen im Vergleich zu früheren Projekten signifikant erhöht. Eine Ausgestaltung sollte Auswirkungen auf Dritte, besonders innerhalb von Lieferketten, berücksichtigen.

5. Stromkostensenkungskomponente ist nur ein Tropfen auf den heißen Stein¹⁷ und fällt bei über 100 Mrd. Euro Gesamtkosten kaum ins Gewicht.

Bei den realisierten 12,6 Milliarden Euro werden ca. 10 Milliarden Euro auf die Stromkostensenkungskomponente, die den Übertragungsnetzbetreibern zum Netzausbau und damit der Senkung der Stromkosten zur Verfügung stehen, entfallen. Hierbei handelt es sich um 10 Prozent der Ausbaukosten, die zuvor anderweitig finanziert werden mussten. Es wurde somit eine zusätzliche Finanzierungsquelle geschaffen, die den dringend notwendigen Netzausbau in Deutschland beschleunigen kann. Zudem werden auch bei zukünftigen Ausschreibungen für nicht zentral voruntersuchte Flächen Einnahmen generiert, die dem Netzausbau zugutekommen.

¹⁴ Handelsblatt (2023): BP und Total sichern sich Flächen in Nord- und Ostsee.

<https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/offshore-windparks-bp-und-total-sichern-sich-flaechen-in-nord-und-ostsee/29254146.html>

¹⁵ Siehe auch Standpunkt von Felix Müsgens und Axel Ockenfels in FAZ:

<https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/auktionen-fuer-die-energiewende-fluch-oder-segen-19086809.html>

Ähnliche Sorgen wurden bereits bei der damaligen Ausschreibung des Windparks Baltic 1 laut, für den EnBW als Energiekonzern den Zuschlag bekam und welcher seit mittlerweile 12 Jahren Strom erzeugt. Die Sorgen vor einer Verschleppung des Offshore-Ausbaus haben sich nicht bewahrheitet und die Relevanz von Energiekonzernen im Ausbau der Erneuerbaren verstärkt (siehe Spiegel (2011)):

<https://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/offshore-windpark-baltic-1-schleichstart-in-die-windkraft-zukunft-a-759992.html>

¹⁶ Eine Analyse von NERA und Watson Farley & Williams kommt zu dem Schluss, dass die gesamten Terminierungskosten für die Projekte zwischen 307 bis 575 Millionen Euro betragen, im Vergleich zu 30 Millionen für das Vorhaben „He Dreht“

¹⁷ dpa

V 1.1

Kontakt

Daniel Wragge
Director Political & Regulatory Affairs
daniel.wragge@eex.com

Robert Gersdorf
Expert Political & Regulatory Affairs
robert.gersdorf@eex.com

Tammo Schwier
Political & Regulatory Affairs Officer
tammo.schwier@eex.com