

Fragen zu Differenzverträge für Offshore-Windenergie in Deutschland

Wie funktionieren Differenzverträge?

Bei einer Ausschreibung geben interessierte Bieter ein verbindliches Gebot ab, zu dem der Strom aus dem Offshore-Windpark bei einem Zuschlag verkauft werden soll. Bei Differenzverträgen wird dabei nicht wie bisher auf einen Mindestpreis, sondern auf einen nach oben und unten festen Preis geboten. Liegt der Marktpreis des Stroms unterhalb des bezuschlagten Preises, bekommt der Anlagenbetreiber (analog zur aktuellen Marktprämie) die Differenz ausbezahlt. Liegt der Marktpreis jedoch über dem bezuschlagten Preis, müssen die Gewinne zurückgeführt werden.

Wieso erhöhen Differenzverträge die Realisierungswahrscheinlichkeit Offshore-Projekten?

Zwischen Zuschlagserteilung und Projektrealisierung liegen gerade bei Stromerzeugungsanlagen auf See lange Realisierungsfristen, da Planung und Bau sehr zeitintensiv sind. Wenn sich zwischen Zuschlag in der Auktion und Bau die Rahmenbedingungen verschlechtern, kann dies die Realisierung der Anlage gefährden. Auch spätere gesetzliche Änderungen können den Weiterbetrieb gefährden, wenn dadurch die Betriebskosten des Windparks nicht mehr erwirtschaftet werden können.

Da Differenzverträge die tatsächlichen Stromgestehungskosten absichern, minimieren sie das Risiko schwankender Strompreise und schützen die Anlagenbetreiber vor unvorhersehbaren regulatorischen Eingriffen. Die dadurch entstehende Investitionssicherheit ermöglicht eine zuverlässigere Kalkulation der Finanzierungskosten. Das erhöht die Realisierungswahrscheinlichkeit von kapitalintensiven Offshore-Projekten. Dies ist wichtig, denn wir wollen a) die gesetzlich verankerten Klimaschutzziele erreichen und b) die Versorgungssicherheit trotz Kohle- und Kernenergieausstieg aufrechterhalten.

Wieso sind Differenzverträge volkswirtschaftlich günstiger als die „volle Marktintegration“?

Differenzverträge in Verbindung mit Ausschreibungen gewährleisten zunächst, dass derjenige Bieter bezuschlagt wird, der in der Ausschreibung das günstigste Gebot abgibt.

Durch die damit einhergehende langfristige Absicherung des Strompreises sinken die Finanzierungsrisiken des Investors. Differenzverträge **reduzieren die Finanzierungskosten der Energiewende so um 800 Mio. Euro pro Jahr** gegenüber der heutigen gleitenden Marktprämie bzw. 2,8 Mrd. Euro pro Jahr gegenüber einer Refinanzierung über PPAs oder eine fixe Marktprämie¹. Die Finanzierungskosten machen derzeit einen großen Teil der Gesamtkosten an Offshore-Projekten aus. Durch Differenzverträge käme es zu einer **Reduzierung der Stromgestehungskosten von etwa 30 Prozent**. Differenzverträge würden damit den Industriestandort Deutschland im internationalen Wettbewerb stärken und zum Erhalt von Arbeitsplätzen beitragen.

¹ May, Neuhoff, Richstein (2018): Kostengünstige Stromversorgung durch Differenzverträge für erneuerbare Energien, DIW-Wochenbericht Nr. 28/2018, online verfügbar unter: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.594100.de/18-28-3.pdf.

Zudem erhöhen Differenzverträge die Realisierungswahrscheinlichkeit von EE-Anlagen, die benötigt werden, um die nationalen sowie europäischen Klimaschutzziele zu erreichen.

Wenn Strom aus Erneuerbaren Energien so günstig ist – Wieso schaffen wir das EEG nicht ab?

Das EEG hat zu zu einer enormen Innovationsentwicklung bei den Erneuerbaren Energien geführt. In über 20 Jahren konnte so der Anteil der Erneuerbaren Energien im Stromsektor auf über 40 Prozent gesteigert werden. Die Erzeugungskosten von Strom aus Erneuerbaren Energien liegen teilweise unter aktuellen Marktpreisen. Die Frage nach einem Ende der Förderung drängt sich damit auf.

Kritiker des EEG fordern schon lange, dass sich die Erneuerbaren Energien endlich dem Markt stellen müssen und das EEG abgeschafft werden müsse. Dies ist auch richtig und deshalb hat sich das EEG seit seinem Bestehen stark verändert:

- Inzwischen stellen sich EE-Anlagen dem Markt. So wird der Preis des Stroms für Erneuerbare Energien im Wege von Ausschreibungen ermittelt. Nur die günstigsten Bieter bekommen einen Zuschlag. Ausschreibungen gewährleisten, dass Überförderung vermieden wird.
- Strom aus Erneuerbaren Energien-Anlagen mit einer installierten Leistung muss seit 2014 direkt vermarktet werden. Heute sind Betreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung von über 100 kW bilanzkreispflichtig und müssen genau wie Betreiber konventioneller Erzeugungsanlagen ihren Strom am Strommarkt veräußern.

Das EEG von heute hat nur noch wenig mit dem EEG vom 1. April 2014 gemeinsam. Wir sprechen heute von einem Instrument, das – mit Ausnahme der Förderung von Kleinanlagen - weitgehend marktlich gestaltet ist.

Auch wenn die Stromgestehungskosten für neue Anlagen heute teilweise unter den aktuellen Marktpreisen liegen, so wird das EEG vor allem zur Absicherung von Altanlagen weiterhin benötigt. Aber auch die Absicherung von Einnahmen aus Neu-Anlagen ist notwendig, um die Finanzierungskosten zu senken und somit die Akteursvielfalt am Strommarkt zu erhalten. Davon profitieren auch die Verbraucher.

Günstiger als das aktuelle EEG für die Volkswirtschaft und Letztverbraucher ist die Absicherung über Differenzverträge (siehe oben).

Warum kann der derzeitige Rechtsrahmen zur Finanzierung von Offshore-Projekten nicht beibehalten werden?

Nach aktueller Rechtslage beträgt der Höchstpreis für Offshore-Projekte in den Ausschreibungen 0 Cent für eine Kilowattstunde Strom. Wenn aber alle Bieter 0 Cent bieten würden, bestünde kein Unterscheidungsmerkmal für die Ausschreibung. Für die kommenden Ausschreibungen braucht man daher ein Differenzierungskriterium und die Anhebung des Höchstpreises. Aber keine Sorge: Die Ausschreibung wird dennoch dafür sorgen, dass nur die günstigsten Bieter zum Zuge kommen.

Welche Vorteile ergeben sich durch die Einführung von Differenzverträgen für die Politik?

Differenzverträge reduzieren die Finanzierungskosten der Energiewende, erhöhen die Realisierungswahrscheinlichkeit von Offshore-Projekten und schaffen Investitionsanreize für dringend benötigte neue EE-Anlagen. Dadurch wird das Erreichen der nationalen sowie europäischen Klimaschutzziele und die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende ermöglicht.

Warum unterstützen Energiewirtschaft sowie Vertreter der Industrie und der Finanzwirtschaft die Einführung von Differenzverträgen zur Refinanzierung von EE-Anlagen?

Um die gesetzlich verankerten Klimaschutzziele zu erreichen und die Energiewende erfolgreich umzusetzen, müssen alle ihren Beitrag leisten, auch die Industrie. Um ihrer gesellschaftlichen Verantwortung gerecht zu werden, investiert die Industrie massiv in kostenintensive Klimaschutzmaßnahmen.

Damit die deutsche Industrie auch im internationalen Wettbewerb bestehen kann, benötigt sie einen konkurrenzfähigen Strompreis. Da Differenzverträge aufgrund höherer Planungssicherheit zu niedrigeren Finanzierungskosten von EE-Anlagen im Ergebnis zu günstigeren Strompreisen führen, unterstützt die Industrie die Einführung von Differenzverträgen.

Belasten Differenzverträge die Letztverbraucher?

Ganz im Gegenteil! Die Finanzierungskosten machen derzeit einen großen Teil der Gesamtkosten an Offshore-Projekten aus. Die durch Differenzverträge entstehende Planungssicherheit reduziert die Finanzierungskosten, weil bei der Finanzierung keine Risikoaufschläge für Strompreisschwankungen aufgrund unvorhersehbarer regulatorischer Eingriffe anfallen. Dadurch werden im Vergleich zum heutigen System der gleitenden Marktprämie 800 Mio. Euro pro Jahr an Gesamtkosten eingespart (bzw. 2,8 Mrd. Euro pro Jahr gegenüber einer Refinanzierung über PPAs oder einer fixen Marktprämie).

Die Einsparungen senken die Stromgestehungskosten um etwa 30 Prozent. Davon profitieren Haushaltskunden wie auch Industrie und Gewerbe.

Das BMWi will eine „zweite Gebotskomponente“ einführen. Was ist das?

Nach aktueller Rechtslage beträgt der staatliche Förderungshöchstwert für Offshore-Projekte in den Ausschreibungen 0 Cent für eine Kilowattstunde Strom. Für den Fall, dass mehrere Bieter ein 0-Cent-Gebot für eine auszubauende Fläche abgegeben, will der Gesetzgeber eine sogenannte zweite Gebotskomponente einführen. Diese soll im Fall von 0-Cent-Geboten als Unterscheidungskriterium dienen. In Zukunft sollen Anlagenbetreiber eine Konzessionszahlung leisten bzw. einen Beitrag X bieten, den sie für einen Zuschlag zu zahlen bereit wären. Dementsprechend erhalten nur die zahlungskräftigsten Bieter den Zuschlag.

Welche Probleme bringt die 2. Gebotskomponente mit sich?

Da nur Bieter mit der höchsten Zahlungsbereitschaften den Zuschlag erhalten, werden mittelständische Projektierer vom Markt verdrängt. Dies reduziert sowohl die Akteursvielfalt als auch die Wettbewerbsintensität.

Zudem erhöht die zweite Gebotskomponente die Investitionsrisiken und in Folge die Stromgestehungskosten um mehr als 30 Prozent im Vergleich zu den von uns vorgeschlagenen Differenzverträgen.

Die Erhöhung der Risiken mindert zusätzlich die Realisierungswahrscheinlichkeit von bezuschlagten Anlagen. Dies gefährdet das Erreichen der nationalen sowie europäischen Klimaschutzziele.

Außerdem ist die Verfassungsmäßigkeit der zweiten Gebotskomponente zweifelhaft, weil sie im Nachhinein bereits getätigte Investitionen entwertet.

Woher kommen die Bedenken gegen die Verfassungsmäßigkeit der 2. Gebotskomponente?

Zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des WindSeeG am 1. Januar 2017 gab es bereits genehmigte Projekte, die jedoch noch nicht an das Netz angeschlossen waren. Diese konnten seit der Einführung des Ausschreibungssystems ihre Projektrechte grundsätzlich nicht mehr ausüben, sofern sie nicht in den Übergangsausschreibungen in den Jahren 2017 oder 2018 erfolgreich waren. Insbesondere für die umfangreichen, jedoch zur Genehmigung eines Offshore-Windparkprojekts zwingend notwendigen, technischen und umweltfachgutachterlichen Studien musste bereits im Vorfeld ein Millionenbetrag investiert werden. Die Kontrolle über die Projektrechte ist mit dem Inkrafttreten des WindSeeG, spätestens mit dem Abschluss der Übergangsausschreibungen, an den Staat gefallen. Als Kompensation für diesen Verlust hatte der Gesetzgeber den betroffenen Projektentwicklern neben einem Übergangssystem daher ein Eintrittsrecht eingeräumt. Dieses Eintrittsrecht ist folglich die rechtmäßige Entschädigung für die verlorenen Projektrechte und ist gemäß Art. 14 GG vor staatlichen Eingriffen geschützt.

Die Einführung einer zweiten Gebotskomponente würde das Eintrittsrecht im Nachhinein entwerten, da sie die Wirtschaftlichkeit und somit die Realisierungswahrscheinlichkeit von Projekten erheblich mindert. Denn bei der zweiten Gebotskomponente handelt es sich um eine Konzessionszahlung, weil der Bieter eine Zahlung in der Höhe des (negativen) Zuschlagswerts leisten muss. Durch eine Präzisierung des WindSeeG hatte der Gesetzgeber im Jahr 2017 für die Übergangsausschreibungen die Abgabe negativer Gebote ausgeschlossen (vgl. § 31 Abs. 1 Satz 2 WindSeeG). Dies würde durch die zweite Gebotskomponente nun für die Ausschreibungen ab 2021 wieder eingeführt. Eine solche Konzessionszahlung bzw. ein negatives Gebot stellt einen gravierenden Bruch mit den erst im Jahre 2017 eingeführten Ausschreibungsgrundsätzen dar. Deswegen ist aus unserer Sicht die Verfassungsmäßigkeit der zweiten Gebotskomponente zweifelhaft.

Welche Erfahrungen zu Differenzverträgen existieren im Ausland?

Großbritannien, der größte Offshore-Windmarkt der Welt, hat bereits 2015 Differenzverträge eingeführt. Auch Dänemark, Italien und Frankreich haben ihre Finanzierungssysteme für EE auf Differenzverträge umgestellt und profitieren heute schon von den Vorteilen.

Fragen zu Differenzverträge für Offshore-Windenergie in Deutschland

Das zeigt, dass Differenzverträge nicht nur in Theorie, sondern auch in Praxis die beste Option für die Vergütung von EE sind. Für deutsche Projektentwickler wäre es vorteilhaft, wenn gleiche oder ähnliche Rahmenbedingungen auf allen wichtigen Märkten vorherrschen würden.