

part of eex group



Stellungnahme im Rahmen
der öffentlichen Anhörung zu
dem Entwurf eines Gesetzes
zur Änderung des
Windenergie-auf-See-
Gesetzes und anderer
Vorschriften

04.09.2020

I. Zusammenfassung

Im Folgenden nimmt die European Energy Exchange (EEX) im Rahmen der öffentlichen Anhörung im Ausschuss für Wirtschaft und Energie des Deutschen Bundestages Stellung zu dem Entwurf der Bundesregierung für ein Gesetz zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) und anderer Vorschriften.

Grundsätzlich begrüßen wir die Zielsetzung und das Vorgehen der Bundesregierung, mit den vorgeschlagenen Änderungen des WindSeeG einerseits langfristige Planungssicherheit beim Ausbaupfad zu schaffen sowie andererseits die Regelungen zu den Ausschreibungen so anzupassen, damit auch weiterhin effektiver Wettbewerb sichergestellt ist.

Der Vorschlag der Bundesregierung, eine zweite Gebotskomponente einzuführen, hat zu einer kontroversen Debatte in der Energiewirtschaft geführt. Einige Marktakteure lehnen diesen Vorschlag ab und fordern stattdessen die Umstellung des EEG-Förderrahmens für Windenergie auf See auf so genannte Differenzverträge (Contract for Difference, CfD). Demgegenüber gibt es Marktakteure, die den vorgeschlagenen Weg der Bundesregierung für sinnvoll halten und die Einführung von Differenzverträgen ablehnen.

Auch die EEX lehnt die Einführung von Differenzverträgen ab – im Wesentlichen aus zwei Gründen:

Erstens sind Differenzverträge für den weiteren Ausbau der Windenergie auf See nicht nötig. Entscheidend sind vielmehr klare Rahmenbedingungen (Ausbaupfad, Flächen und Netzanbindung) und ein positives Marktumfeld mit einem funktionierenden Großhandelsmarkt und geeigneten Vermarktungsinstrumenten, wie z.B. langfristige Stromabnahmeverträge (PPA).

Zweitens wäre die Einführung von Differenzkontrakten mit negativen Auswirkungen verbunden. Insbesondere wäre es ein Bruch mit dem bisherigen Bestreben, die erneuerbaren Energien in den Markt zu integrieren und ihnen mehr Eigenverantwortung zu übertragen. Es führt letztlich zu der Frage, ob staatliche Absicherung weiter die zentrale Rolle einnimmt oder die erneuerbaren Energien schrittweise in den Markt entlassen werden. Damit verbunden sehen wir die Gefahr, dass eine Einführung von Differenzverträgen bei zunächst einer Technologie in der Folge Begehrlichkeiten bei anderen Erzeugungstechnologien weckt – möglicherweise auch über den Erneuerbaren-Bereich hinaus. In dem Fall entfielen für einen wachsenden Teil des Strommarkts die Notwendigkeit der langfristigen Marktteilnahme. Der Stromterminmarkt droht so stückweise auszutrocknen. Wenn langfristige Preissignale und deren Referenzwirkung in Frage gestellt werden, hätte das massive Auswirkungen auf die Funktionsweise des deutschen Energiemarkts als Ganzes.

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.

II. Bewertung des Gesetzentwurfs zur Änderung des WindSeeG

Die im Referentenentwurf vorgeschlagenen Änderungen und Erweiterungen des WindSeeG erachten wir im Grundsatz für geboten und sachgerecht.

Die Anhebung des Ausbaupfads von 15 GW auf 20 GW bis 2030 und die Erweiterung des Pfads auf insgesamt 40 GW bis 2040 sorgen für klare und langfristige Rahmenbedingungen.

Auch die Vorschläge zur Anpassung des Höchstwerts sowie zur Einführung des dynamischen Gebotsverfahrens begrüßen wir und halten diese für das Erreichen eines effektiven Wettbewerbs in den Ausschreibungen für geeignet.

Im Moment ist für die zweite Gebotskomponente vorgesehen, dass die Bieter im Falle von Null-Cent-Geboten in der Auktion ihre Zahlungsbereitschaft („Lizenzgebühr“) bieten, um eine Differenzierung der Gebote zu ermöglichen. Aufgrund der Forderung, gänzlich vom dynamischen Gebotsverfahren abzurücken und auf Differenzverträge umzustellen, ist über Details bei der Ausgestaltung der Vorschläge der Bundesregierung bisher kaum gesprochen worden. Aus unserer Sicht sollte geprüft werden, inwiefern bei der Ausgestaltung der zweiten Gebotskomponente noch weiterer Gestaltungsspielraum besteht.

Zusätzliche Empfehlung:

Im Fall von Null-Cent-Geboten und damit Verzicht auf Förderung sollten Betreibern alle Möglichkeiten der Vermarktung der Strommengen zur Verfügung stehen. Dazu zählen u.a. auch die Vermarktung über bilaterale Langfristverträge (PPA) sowie die Ausstellung und Verwendung von Herkunftsnachweisen für die erzeugten Strommengen. Hier sollte geprüft werden, inwiefern Hemmnisse bestehen und diese dann beseitigt werden.

Auf diese Weise würden Direktinvestitionen in kapitalintensive Wind-Offshore Anlagen auch für Technologie- und Industrieunternehmen sowie institutionelle Anleger interessant, um ihre jeweiligen Nachhaltigkeitsziele entweder mit dem Bezug von „CO₂-freiem Grünstrom“ oder CO₂-neutraler Investitionen unterlegen zu können.

In diesem Zusammenhang sollte auch das Potential der Finanzierungsseite für den Ausbau der erneuerbaren Energien stärker betrachtet werden. Auf Seiten der Banken und Investoren gibt es keinen Mangel an Kapital. Im Gegenteil: Staatliche Geldpolitik und negative Zinsen führen zu einem Finanzierungswettbewerb. Gleichzeitig gibt es mit der europäischen Taxonomie-Verordnung den politischen Druck, in grüne Assets zu investieren.

III. Bewertung der Forderung, Differenzverträge für Windenergie auf See einzuführen

Der Vorschlag der Bundesregierung, mit der Novelle des WindSeeG eine zweite Gebotskomponente einzuführen, hat zu einer kontroversen Debatte in der Energiewirtschaft geführt. Einige Marktakteure lehnen diesen Vorschlag ab und fordern stattdessen die Umstellung des EEG-Förderrahmens für Wind-Offshore auf Differenzverträge (Contracts for Difference, CfD). Die Befürworter von Differenzverträgen argumentieren, dass diese zu mehr Rechtssicherheit und zu geringeren Finanzierungskosten führen würden.

Diese Einschätzung teilen wir nicht. Im Gegenteil: wir bewerten die Forderung nach Differenzverträgen sehr kritisch. Aus unserer Sicht gibt es fundamentale Argumente, die gegen Differenzverträge und stattdessen für eine Beibehaltung bzw. Weiterentwicklung des bestehenden Förderrahmens in Richtung mehr Marktintegration sprechen.

Insbesondere folgende Aspekte sprechen aus unserer Sicht gegen die Einführung von Differenzverträgen:

1. Gegen regulatorische Risiken helfen keine staatlich abgesicherten Differenzverträge, sondern klare und langfristige politische Rahmenbedingungen

Die größten Hemmnisse für den Ausbau erneuerbarer Energien in letzter Zeit waren vor allem beschränkte Ausschreibungsmengen bzw. fehlende langfristige Ausbaupfade sowie Verzögerungen und Unsicherheiten bei Genehmigungsverfahren und dem notwendigen Netzausbau. Um diese Hemmnisse zu beseitigen, bedarf es keiner Differenzverträge, sondern klarer und langfristiger Rahmenbedingungen auf Basis politischer Beschlüsse.

Hier steht der Bereich Windenergie auf See jedoch gut da. Die Politik bekennt sich klar zu langfristigen Ausbauzielen und sie sorgt mit dem Zentralmodell für Flächen und Netzan schlüsse. Das sind beste Voraussetzungen, damit sich die Kosten durch konsequente Marktteilnahme und kontinuierlich technologische Innovationen verringern.

2. Finanzierungskosten sind maßgeblich abhängig von Wettbewerb, Lernkurve und Rahmenbedingungen

Finanzierungskosten und damit auch die Stromgestehungskosten lassen sich langfristig vor allem durch effizienten Wettbewerb verringern. Die bisherigen Erfahrungen im Bereich Wind-Offshore zeigen ein hohes Maß an Wettbewerb. Dafür sprechen sowohl die Ausschreibungsergebnisse als auch kontinuierliche technologische Innovationen als maßgebliche Treiber für Kostensenkungen. Die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien dürfte sich auch durch die konsequente CO₂-Bepreisung im EU ETS im Rahmen des europäischen Green Deal und des europäischen Ziels der Klimaneutralität bis 2050 weiter verbessern.

Weitere Kostensenkungspotential bieten vor allem hohe Ausbauvolumen, da sie vorteilhaft sind für technische Innovationen und Skaleneffekte. Im Bereich Regulierungs- und Rechtsrahmen wird auch der Wechsel zum sog. Zentralmodell kostendämpfend wirken, in dem der Wert der vorentwickelten Flächen und garantierten Netzanschlüsse bei der Gebotsabgabe berücksichtigt wird. Die Erfahrungen mit Ausschreibungen von Offshore-Windenergie im internationalen Umfeld haben gezeigt, dass eine umfassende Flächenvorentwicklung, große Losgrößen und ein hohes Wettbewerbsniveau die Abgabe niedriger Gebote begünstigen.¹

Bisher noch unterschätzt ist das Potential auf der Finanzierungsseite für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Investitionen in grüne Assets werden zu einem Treiber der Energiewende. Ein Katalysator dafür ist die europäische Taxonomie-Verordnung, die auf Grundlage von Nachhaltigkeitskriterien private Investitionen in grüne und nachhaltige Projekte anreizt. Nicht mehr Projektierer werden Investoren und Kapital für Erneuerbaren-Projekte suchen müssen, sondern die Investoren werden sich Erneuerbare-Projekte suchen. Nicht nur Banken werden hier eine Rolle spielen, sondern auch Industrieunternehmen mit ihrer steigenden Nachfrage nach grünem Strom. Hier gibt es natürliche Verbündete für grüne PPAs – Offshore Windparks, die vergleichsweise große und stabile Mengen grünen Stroms bieten und industrielle Großverbraucher, die genau das suchen.

Aufschlussreich ist außerdem der internationale Vergleich bei der Markt- und Kostenentwicklung von Windenergie auf See. Zur Frage ihrer Wettbewerbsfähigkeit ist jüngst in der Fachzeitschrift Nature Energy eine Untersuchung erschienen. Die Autoren kommen zu dem Ergebnis, dass in den reifen Energiemärkten Europas Wind-Offshore ohne staatlich garantierte Förderung jetzt eine wettbewerbsfähige Option ist. Dazu haben die Autoren die Kostenentwicklung von Wind-Offshore in fünf europäischen Ländern – Deutschland, Dänemark, Großbritannien, Niederlande und Belgien – unabhängig vom Fördersystem untersucht. Anstatt sich weiter auf Förderregime zu konzentrieren, empfehlen die Autoren das Augenmerk auf die Verbesserung der Rahmenbedingungen für einen marktbasierten Zubau zu legen.²

Dennoch wird in der Debatte um Differenzverträge u.a. auf internationale Erfahrungen und einen zunehmenden Trend bei der Nutzung von Differenzkontrakten verwiesen. Als Musterbeispiel wird vor allem Großbritannien angeführt. Aus unserer Sicht sind Deutschland und Großbritannien allerdings nicht vergleichbar. Die Briten sind einen komplett anderen Weg gegangen, der mit dem wettbewerblichen Strommarkt in Deutschland wenig zu tun hat. Seit der Einführung des Kapazitätsmarkts in Großbritannien gibt es praktisch keine einheitlichen

¹ Siehe u.a. BET, Fichtner und Prognos (2019), Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz Teilvorhaben II: Windenergie auf See. Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmw_de/bet-fichtner-prognos-endbericht-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=8

² Jansen, M., Staffell, I., Kitzing, L. et al. Offshore wind competitiveness in mature markets without subsidy. Nat Energy 5, 614–622 (2020). <https://doi.org/10.1038/s41560-020-0661-2>

Wettbewerbsbedingungen mehr, was weitere staatliche Eingriffe nach sich gezogen hat. So haben die Briten zum Beispiel auch keinen Terminmarkt wie wir ihn kennen. Daher verwundert auch die Verwendung von Differenzverträgen nicht, weil es schlicht an einer marktba-
sierten Alternative mangelt. Und auch die geplante Einführung von Differenzverträgen in
Ländern wie Frankreich oder Polen ist kein stichhaltiges Argument. Diese Länder sind hin-
sichtlich Struktur, Reife und Organisation ihrer Strommärkte völlig verschieden und daher
nicht mit Deutschland vergleichbar.

3. Zur Absicherung von Marktrisiken gibt es bewährte Instrumente am Strommarkt

Marktrisiken sind Teil jeder Investitionsentscheidung. Die Frage ist, wer diese Risiken tragen
soll – das einzelne Unternehmen oder der Staat. Diese Risiken entstehen nicht im Markt,
sondern der Markt stellt Mittel bereit, um mit den bestehenden wirtschaftlichen Risiken um-
gehen zu können.

Differenzverträge sind im Grundsatz ein zweiseitiges Absicherungsgeschäft. Die Besonder-
heit beim staatlich abgesicherten Modell ist, dass der Staat als Kontrahent auf einer Seite
des Vertragsverhältnisses steht und damit sowohl die Preis- als auch Mengenrisiken über-
nimmt bzw. über die EEG-Umlage das finanzielle Risiko sozialisiert. Nach den geltenden
Einspeise- und Vermarktungsregelungen des EEG würden dann die Energiemengen preis-
unabhängig nach dem Prinzip „Produce and Forget“ in den Strommarkt „gedrückt“.

Dieses „staatliche Vollversorgungsprogramm“ wäre aber nicht nötig, da es sowohl für die
physische Einspeisung als auch für die finanzielle Vermarktung bewährte Prozesse und In-
strumente am Strommarkt gibt.

Am Spotmarkt werden die physischen Mengen 1/4h-scharf vermarktet und orientieren sich
dabei im kurzfristigen Strompreissignal. Aufgrund der hohen Liquidität und der europäischen
Integration besteht de facto kein Mengenrisiko bei der Vermarktung.

Am Terminmarkt lassen sich Preisrisiken langfristig absichern. Dabei wirken bilaterale Ver-
träge, wie OTC-Forward-Verträge oder Erneuerbaren-PPA, ebenso wie börsliche Futures-
Kontrakte ähnlich wie Differenzkontrakte. Der Unterschied ist, dass das Risiko nicht staatlich
abgesichert wird, sondern – wie marktwirtschaftlich üblich – von den Marktparteien aufgeteilt
und selbstverantwortlich getragen wird.

Erfahrungen aus dem europäischen Ausland zeigen das Potenzial insbesondere von Erneue-
rbaren-PPAs. Beispielsweise im spanischen Markt werden schon heute erhebliche Teile
des Erneuerbaren-Ausbaus über PPAs am Markt finanziert. Und die Marktrisiken aus diesen
Verträgen werden dann über den Terminmarkt der Börse abgesichert.

4. Gefahr eines Rutschbahneffekts („Slippery slope“) weg von Marktprinzipien

Durch eine Änderung des Förderregimes für eine singuläre Erneuerbaren-Technologie würde die Konsistenz des gesamten EEG-Förderrahmens in Frage gestellt. Deutschland steigt bis 2022 aus der Kernenergie und bis 2035/2038 aus der Kohleverstromung aus. Den Großteil der Erzeugungskapazitäten werden dann erneuerbare Energien stellen. Sollten die Erneuerbaren-Kapazitäten – wie bisher – auch zukünftig überwiegend über Förderung finanziert und nur bedingt am Marktsignal ausgerichtet vermarktet werden, stellt sich die Frage, wie viel Markt noch übrigbleibt.

In der Folge stellt sich die Frage, was das für Erneuerbare-Altanlagen, für Gaskraftwerke/KWK, für flexible Nachfrage, Speicher etc. bedeutet. Hier besteht die Gefahr eines Rutschbahneffekts zu weiteren administrativ bestimmten Instrumenten.

In der bisherigen Diskussion zu staatlich abgesicherten Differenzverträgen findet zu wenig Beachtung, dass solche Differenzverträge einen liquiden Strommarkt mit aussagekräftigen Preissignalen benötigen, um zu funktionieren. Die CfD-Zahlungen beruhen direkt auf dem Marktpreissignal. Auf der anderen Seite drohen genau diese Verträge, das Marktpreissignal und damit ihre eigene Grundlage zu unterminieren indem sie erhebliche Stromvolumen der Wirkung des Marktpreissignals entziehen.

Letztlich entfällt mit staatlich abgesicherten Differenzverträgen die Notwendigkeit der langfristigen Marktteilnahme. Der Stromterminmarkt droht so stückweise auszutrocknen. Wenn langfristige Preissignale und deren Referenzwirkung in Frage gestellt werden, hätte das massive Auswirkungen auf die Funktionsweise des deutschen Energiemarkts als Ganzes.

5. Staatlich abgesicherte Differenzverträge können die Markt- und Systemintegration beeinträchtigen

Mit staatlich abgesicherten Differenzverträgen droht, dass der Fokus einseitig in Richtung Finanzierung verschoben wird. Aspekte wie die Markt- und Systemintegration sind nicht mehr gleichrangig. Als vermeintlicher Vorteil von solchen Differenzverträgen wird die Abschöpfung von Mehrerlösen zugunsten des EEG-Kontos genannt. In dem Fall entfällt aber der Anreiz, sich am Markt zu optimieren, was zu negativen Auswirkungen auf die Marktintegration und Systemdienlichkeit führen kann. Gleichzeitig wird aber argumentiert, dass ein Differenzvertrag wie bisher bei der gleitenden Marktprämie gegenüber dem durchschnittlichen monatlichen Marktwert abgerechnet werden soll. Damit wäre weiterhin eine Optimierung auf Tagesbasis und Mehrerlöse gegenüber dem Monatsdurchschnitt möglich. Hier bleibt völlig unklar, wie das Verhältnis zwischen Abschöpfung und Mehrerlösen tatsächlich sein wird. Damit ist weder klar, in welchem Umfang das EEG-Konto entlastet werden kann, noch wie die Wirkung auf die Marktintegration aussieht.

Differenzverträge können zudem zu Nachteilen bzw. entgangenen Vorteilen bei der Systemintegration führen, indem sie Anreize unterdrücken, Systemdienstleistungen anzubieten. Dabei wurde gerade dieser Bereich zuletzt bewusst für erneuerbare Energien geöffnet, um sie bei der Systemverantwortung einzubinden und ihnen zusätzliche Erlösmöglichkeiten bei einer stärkeren Marktteilnahme zu ermöglichen. Wenn Erneuerbare aber weitgehend nach dem Prinzip „Produce and Forget“ gefördert und betrieben werden, bleibt ihr systemdienliches Potential ungenutzt.

6. Differenzkontrakte verschlechtern Marktperspektive für ausgeförderte Anlagen und neue innovative Geschäftsmodelle

Ab 2021 werden erstmals Erneuerbare-Anlagen aus der Förderung fallen, zunächst nur geringe Mengen, die aber in den folgenden Jahren deutlich ansteigen. Für einen Weiterbetrieb sind diese Anlagen auf Erlöse aus dem Strommarkt angewiesen. Diese Anlagen werden ihre Vermarktung am Preissignal des Strommarktes ausrichten. Eine weitere Verlängerung von Förderprogrammen z.B. in Form von Differenzverträgen für 20 Jahre für große Mengen an erneuerbaren Energien kann auf lange Dauer zu einem Schiefstand führen, bei dem ein Teil der erneuerbaren Energien auf das Marktsignal reagiert (Altanlagen) und ein beträchtlicher Teil der Erneuerbaren nicht oder nur eingeschränkt (Neuanlagen).

Mit dem Strommarktgesetz und dem „Energy-Only-Markt 2.0“ hat sich Deutschland vor vier Jahren auf dem Weg zur marktbasierten Energiewende gemacht. Darauf basierend sind viele neue innovative Geschäftsmodelle entstanden, vor allem im Bereich der Flexibilitätsvermarktung. Diesen neuen Ansätzen droht in einem Umfeld mit immer mehr staatlicher Absicherung die Geschäftsgrundlage entzogen zu werden. Statt die Energiewende auf smarte Weise voranzubringen, droht weitgreifende staatliche Vollversorgung.

7. Gefahr eines anhaltenden Zuwachses auf der Ausgabenseite des EEG-Kontos

Eine Einführung von staatlich abgesicherten Differenzverträgen kann zu einer deutlichen Verlängerung des Zeitraums führen, in dem erneuerbare Energien Förderung erhalten können – aber nicht notwendigerweise benötigen. Dadurch können in diesem Zeitraum Kosten anfallen, die gegenfinanziert werden müssen. Angesichts der Vorlaufzeiten zwischen Ausschreibungen und Realisierungszeitraum, der anzunehmenden Anwendungsdauer in mehreren Ausschreibungsrunden über mehrere Jahre sowie der gängigen Förderdauer von 20 Jahren drohen substanzielle Förderzahlungen bis weit in die Mitte der 2040er Jahre.

Das führt entweder im gegenwärtigen System zu einem weiteren Anwuchs des EEG-Kontos und damit der EEG-Umlage, oder bei möglicher zukünftiger Haushaltsfinanzierung zur Belastung des Bundeshaushalts. Dementsprechend könnten sich bei einer Haushaltsfinanzierung, die nicht nur die Altkosten („Rucksack“), sondern auch zukünftiger Förderkosten von Neuanlagen umfasst, beihilferechtliche Fragen stellen.

Die möglichen Rückzahlungen auf das EEG-Konto in Fällen wo der Marktpreis den Ausübungspreis des Differenzvertrags übersteigt, sind erstens unsicher und zweitens im Vergleich zu den möglichen anfallenden Förderkosten vermutlich gering.

Es ist auch nicht auszuschließen, dass es zu Anreizen für Gebotsstrategien bei den Ausschreibungen für Differenzverträge kommt. So ist denkbar, dass Bieter versucht sein könnten, den anzulegenden Wert (Ausübungspreis des CfD) nicht zu niedrig oder sogar bewusst zu hoch zu bieten, um Rückzahlungen zu minimieren bzw. zu vermeiden.

Kontakt

European Energy Exchange AG
Augustusplatz 9
04109 Leipzig

EEX-Hauptstadtbüro
Unter den Linden 38
10117 Berlin

political.communications@eex.com

Über EEX

Die European Energy Exchange (EEX) ist die führende europäische Energiebörse. Sie entwickelt, betreibt und vernetzt sichere, liquide und transparente Märkte für Energie und energienahe Produkte. Als Teil der EEX Group, einer auf internationale Commodity-Märkte spezialisierten Unternehmensgruppe, bietet die EEX Kontrakte auf Strom und Emissionsberechtigungen sowie Fracht- und Agrarprodukte an. Die EEX gehört zur Gruppe Deutsche Börse.