

Kurzstellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften (BT 19/20429)

Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung im
Ausschuss für Wirtschaft und Energie des Deutschen Bundestages
am 9. September 2020

Christoph Maurer

31. August 2020

Inhalt

Zusammenfassung	i
1 Hintergrund	1
2 Notwendigkeit der Regelung	1
3 Angemessenheit der Regelung und Vergleich mit Alternativen	2
3.1 Wirkungsweise der zweiten Gebotskomponente	3
3.2 Vergleich mit Differenzverträgen	6
4 Schlussfolgerung	11
5 Quellen	11

Zusammenfassung

In den Ausschreibungen für Windenergie auf See nach dem Übergangssystem 2017 und 2018 wurden für einige der ausgeschriebenen Flächen erstmals sogenannte 0-Cent-Gebote abgegeben. Gibt ein Bieter ein solches Gebot ab, dann reflektiert dies seine Erwartung, einen Windpark auf dieser Fläche auch ohne direkte staatliche Förderung (Marktprämie) rentabel betreiben zu können. Der Bieter erwartet, dass er seine Kosten allein durch die Erlöse aus der Vermarktung der Stromerzeugung des Windparks am Strommarkt decken kann. Damit einher geht eine Übernahme von Marktpreisrisiken durch die Bieter. Auch für die Ausschreibungen ab 2021, dann nach dem zentralen Modell, können 0-Cent-Gebote nicht ausgeschlossen werden. Sie können aber auch nicht vorausgesetzt werden, da die Kostenstruktur und die Schätzungen der zukünftig erreichbaren Markterlöse projekt- bzw. bieterspezifisch sind. Eine Anpassung des Ausschreibungs- und Zuschlagsverfahrens nach dem Windenergie-auf-See-Gesetz ist deshalb dringend geboten. Denn nach der aktuellen Gesetzeslage würde einerseits der Höchstpreis für die zukünftigen Ausschreibungen auf 0 ct/kWh und damit möglicherweise unrealistisch niedrig festgelegt. Andererseits fehlt im Fall mehrerer 0-Cent-Gebote für eine Fläche eine objektive Regel zur Ermittlung des erfolgreichen Bieters. Der Zuschlag müsste stattdessen im Losverfahren erteilt werden.

Der vorliegende Gesetzesentwurf legt einerseits die Höchstwerte auf Basis der zu erwartenden Stromgestehungskosten fest. Andererseits sieht der Gesetzesentwurf die Möglichkeit einer zweiten Gebotskomponente in Form eines Offshore-Netzanbindungsbeitrags vor, der im Zuschlagsfall zu zahlen ist. Die zweite Gebotskomponente ist nur relevant, wenn Bieter ein 0-Cent-Gebot abgeben und damit keine Notwendigkeit einer direkten Förderung sehen. Sie ermöglicht diesen Bietern, darüber hinaus offenzulegen, dass sie sogar bereit wären, eine Zahlung zu leisten, wenn sie den Zuschlag erhielten. Eine solche Zahlungsbereitschaft würde sich aus der Erwartung von Markterlösen ergeben, welche die Projektkosten inkl. Renditeerwartungen und Risikoaufschlägen übersteigen. Die zweite Gebotskomponente ermöglicht eine eindeutige preisbasierte Differenzierung der Gebote. Sie kann die indirekten Förderkosten für Windenergie auf See, die aus der kostenlosen Bereitstellung des Netzanschlusses entstehen, verringern und damit eine Überförderung verhindern.

Der Vorschlag der zweiten Gebotskomponente ist allerdings in der Fachöffentlichkeit z. T. heftig kritisiert worden. U. a. Branchenverbände haben stattdessen eine Abkehr vom in Deutschland etablierten Fördersystem der gleitenden Marktpremie und den Übergang auf ein System sogenannter zweiseitiger Differenzverträge (Contracts for Difference) gefordert. Bei diesem alternativen Fördersystem erhalten erfolgreiche Bieter nicht nur eine Förderung in Höhe der Differenz zwischen Zuschlagswert (entsprechend dem Gebot) und Markterlösen, wenn diese unter dem Zuschlagswert liegen. Bieter müssen auch den Zuschlagswert übersteigende Markterlöse an das Fördersystem zurückzahlen. Durch diesen Mechanismus werden die Erlöse der Bieter vollständig unabhängig vom Niveau der Marktpreise und damit von Marktpreisrisiken. Gleichzeitig besteht kein Anreiz mehr zur Abgabe von Null-Cent-Geboten.

Die vorliegende Stellungnahme spricht sich für den im Gesetzentwurf enthaltenen Vorschlag einer zweiten Gebotskomponente und gegen die Einführung von Differenzverträgen aus. Denn die zweite Gebotskomponente stellt eine sinnvolle Weiterentwicklung des bewährten Systems der gleitenden Marktpremie dar und schafft einen Übergang zur vollständigen Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt. Akteure können durch die Kombination aus gleitender Marktpremie und zweiter Gebotskomponente schrittweise, freiwillig und in einem von ihnen selbst zu steuernden Umfang Marktpreisrisiken übernehmen. Gegen Risiken können die Akteure sich z. B. über den Abschluss von langfristigen Stromlieferverträgen (PPA) absichern. Die (partielle) Übernahme von Marktpreisrisiken durch erneuerbare Energien und deren Absicherung über Langfristverträge ist dabei ein Prozess, der durch 0-Cent-Gebote zwar einer breiten Öffentlichkeit bewusst geworden ist. Er hat aber bereits zuvor eingesetzt. Diese Entwicklung ist auch nicht auf die Technologie Windenergie auf See begrenzt. Die allmähliche Annäherung an eine vollständige Marktintegration und wegfallende Sonderbehandlung erneuerbarer Energien ist aus Sicht des Autors mit zunehmender Marktreife der Technologien wünschenswert und geboten. Mögliche Bedenken bzgl. niedrigerer Realisierungswahrscheinlichkeiten als im bisherigen System oder fehlender Angebote sind nicht stichhaltig, denn der Gesetzesvorschlag geht hierauf durch ein angepasstes Gebotsverfahren und eine Erhöhung der Realisierungsanreize ein. Bieter, die eine Förderung benötigen, können außerdem weiterhin ein entsprechendes Gebot abgeben.

Der Wechsel auf das Differenzvertragsmodell hätte hingegen schwerwiegende Konsequenzen, die nach Ansicht des Autors auch nicht auf die Technologie Windenergie auf See beschränkt blieben. Denn den großen und professionellen Akteuren in diesem Segment gewährte sehr weitgehende Risikobegrenzungen müssten vermutlich auch auf andere Technologien erneuerbarer Energien übertragen werden. Dies bedeutete aber erhebliche Rückschritte für deren Marktintegration. Insbesondere würde die Chance, Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien allmählich mit anderen Akteuren im Strommarkt gleichzustellen, auf absehbare Zeit verbaut. Der Zubau erneuerbarer Energien wäre langfristig auf ein Fördersystem angewiesen. Gleichzeitig würde der in den letzten Jahren neu entstandene Markt für PPA ausgetrocknet. Auch für (u. a. industrielle) Stromverbraucher würde damit eine wichtige Möglichkeit der marktbasierten Absicherung von Preisrisiken verbaut. In der Konsequenz dürften die Rufe nach einer staatlichen Strompreisabsicherung für diese Kundengruppe lauter werden.

Die Einführung von Differenzverträgen wird mit einer kurzfristigen Einsparung bei Finanzierungskosten von erneuerbaren Energien durch die Vergesellschaftung von Risiken argumentiert. Die Einführung von Differenzverträgen würde aber einen grundsätzlichen Kurswechsel bei deren Förderung einleiten und einen gravierenden Rückschritt für die Marktintegration erneuerbarer Energien bedeuten. Dies sollte der Gesetzgeber beachten.

1 Hintergrund

Die Bundesregierung hat im Juni 2020 einen Gesetzentwurf zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften vorgelegt (BT 19/20429). Die vorgeschlagenen Änderungen betreffen i. W. zwei Themenkomplexe:

- Das Ausbauziel für Windenergie auf See (Offshore-Windenergie) in Deutschland bis 2030 soll von 15 GW auf 20 GW erhöht werden. Gleichzeitig wird für 2040 ein Ausbauziel von insgesamt 40 GW vorgeschlagen. Der Gesetzentwurf sieht neben der Anpassung der Ziele verschiedene zur Operationalisierung notwendige Änderungen bzgl. der Regelungen zur Flächenentwicklung, Voruntersuchung und Ausschreibung vor.
- Das Ausschreibungs- und Zuschlagsverfahren für die Ausschreibungen für Windenergie auf See wird durch die Einführung einer zweiten Gebotskomponente im Falle eines Verzichts auf eine einspeisemengenbezogene Förderung seitens der Bieter ergänzt. Der Gesetzentwurf trifft genaue Regelungen zur Festlegung, Anwendung und Rechtsfolgen der zweiten Gebotskomponente.

Der Autor dieser Stellungnahme hat als energiewirtschaftlicher Fachberater und Geschäftsführer des Beratungsunternehmens Consentec das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Rahmen des Dienstleistungsauftrages „Evaluierung der Ausschreibungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017, dem Windenergie-auf-See-Gesetz und zugehöriger Verordnungen“ (Hauptauftragnehmer: Navigant/Guidehouse; weitere Partner: Fraunhofer ISI, Consentec, ZSW, Takon, Neon, BBG) bei der Entwicklung des Vorschlags einer zweiten Gebotskomponente beraten (Fraunhofer ISI et al., 2020). Die nachfolgende Stellungnahme konzentriert sich deshalb auf diesen Aspekt des vorliegenden Gesetzentwurfs und adressiert dabei auch wesentliche des Antrags der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen (BT 19/20588).

Die Erhöhung des Ausbauziels für Offshore-Windenergie wird dessen ungeachtet vom Autor befürwortet. Zur kostengünstigen Erreichung der Klimaziele der Bundesrepublik Deutschland und der Europäischen Union ist eine Erhöhung des Ausbautempos bei erneuerbaren Energien geboten. Offshore-Windenergie liefert dazu einen wesentlichen Beitrag, insbesondere angesichts der aktuellen Verzögerungen beim Ausbau der – unter Berücksichtigung der System- und Netzintegrationskosten tendenziell noch kostengünstigeren – Onshore-Windenergie.

2 Notwendigkeit der Regelung

Im Rahmen der ersten durchgeführten Ausschreibungen nach dem Windenergie-auf-See-Gesetz (Übergangsphase mit Ausschreibungen für bestehende Projekte) in den Jahren 2017 und 2018 wurden mehrere Gebote mit einem Gebotswert von 0 ct/kWh abgegeben und bezuschlagt. Da die Förderung für erneuerbare Energien in Deutschland als gleitende Marktprämie – d. h. als nichtnegative Differenz zwischen dem Gebotswert eines bezuschlagten Gebotes (der dann zum anzulegenden Wert wird) und den Markterlösen (monatliches Mittel aller Anlagen einer Technologie) – ausbezahlt wird, können Gebote unterhalb der Stromgestehungskosten bis herunter zu 0 ct/kWh rational sein. Sie drücken die Erwartung des Bieters aus, die Investitions- und Betriebskosten der Anlage alleine aus den zu erwartenden Vermarktungserlösen am Strommarkt refinanzieren zu können. Bei einem Gebot von 0 ct/kWh verzichtet der Bieter dabei auf jedwede Absicherung der Erlöse über das Fördersystem für erneuerbare Energien. Gebote größer als

0 ct/kWh, aber unterhalb der Stromgestehungskosten¹ für die Anlage ermöglichen hingegen eine teilweise, aber nicht vollständige Absicherung gegenüber Markterlösrisiken. Dabei ist der Umfang der Absicherung durch die Gebotshöhe steuerbar.

Die erstmalige Abgabe von 0-Cent-Geboten macht Anpassungen am Ausschreibungs- und Zuschlagsregime für die 2021 beginnenden Ausschreibungen für Offshore-Windenergie nach dem zentralen Modell in zweierlei Hinsicht erforderlich:

- Gemäß § 22 WindSeeG läge der Höchstwert für Gebote ohne Anpassung der gesetzlichen Regelungen zwingend bei 0 ct/kWh als dem niedrigsten Gebotswert, für den in der Ausschreibung zum Gebotstermin April 2018 ein Zuschlag erteilt wurde. Eine Förderung über die „indirekte Förderung“ durch Flächen-Vorentwicklung und die Bereitstellung des Netzan schlusses hinaus wäre somit ausgeschlossen. Aus der Tatsache, dass in der Vergangenheit einzelne Bieter bereit waren, auf eine Förderung für die Stromerzeugung aus Offshore-Windenergieanlagen zu verzichten, kann jedoch aus mehreren Gründen nicht abgeleitet werden, dass eine Förderung in Zukunft grundsätzlich nicht mehr notwendig ist. Zu nennen sind hier z. B. flächenabhängig unterschiedliche Stromgestehungskosten, möglicherweise in der Zwischenzeit veränderte Erwartungen zu Technologiekosten und Strompreisentwicklungen oder unterschiedliche Risikopräferenzen möglicher Bieter. Mit dem Ausschluss einer expliziten Förderung wäre die Erreichbarkeit der Ausbauziele für Offshore-Windenergie nach Ansicht des Autors stark gefährdet.
- Gleichzeitig kann aber ebenfalls nicht ausgeschlossen werden, dass auch in zukünftigen Ausschreibungen nach dem Windenergie-auf-See-Gesetz Bieter Gebote mit einem Gebotswert von 0 ct/kWh abgeben. Wenn mehr als ein Bieter ein solches 0-Cent-Gebot abgeben sollte,² könnte der Zuschlag durch das in § 23 WindSeeG vorgesehene Verfahren nicht mehr eindeutig bestimmt werden. Eine Differenzierung der Gebote nach objektiven Kriterien wäre damit nicht mehr möglich. Der Zuschlag müsste im Losverfahren³ erteilt werden. Dies könnte volkswirtschaftliche Wohlfahrtsverluste zur Folge haben, weil nicht derjenige Bieter zum Zug kommt, der die nachgefragte Leistung am effizientesten erbringen kann.

Der vorliegende Entwurf des Windenergie-auf-See-Gesetzes adressiert beide Probleme durch eine Anpassung der Höchstwerte nach § 22 sowie die Einführung einer zweiten Gebotskomponente im Falle von 0-Cent-Geboten (Änderung § 23 und Einfügung §§ 23a bis 23d). Nachfolgend wird diskutiert, ob diese Änderungsvorschläge die angesprochene Problematik lösen und welche Alternativen zum Regelungsvorschlag bestehen.

3 Angemessenheit der Regelung und Vergleich mit Alternativen

Bei der Beurteilung der vorgeschlagenen Anpassung der Höchstwerte ist die Funktion von Höchstwerten in Ausschreibungsverfahren zu berücksichtigen. Sie dienen in erster Linie dem Schutz der ausschreibenden Stelle vor überhöhten Zuschlagswerten aufgrund eines geringen Wettbewerbsniveaus in der Ausschreibung, sollen aber bei einer wettbewerblichen

¹ Gemäß (BET et al., 2019) werden bis 2025 für neue Offshore-Windenergie-Anlagen ohne Berücksichtigung der Kosten der Netzanbindung Stromgestehungskosten im Bereich zwischen 6,1 ct/kWh und 7,3 ct/kWh erwartet. Zu beachten ist, dass es sich hierbei um reale, nicht nominale Werte handelt, während in Ausschreibungen nominale (in der Regel aufgrund von Inflationserwartungen leicht höher liegende) Werte geboten werden.

² Gebote mit einem negativen Gebotswert sind gemäß § 31 Abs. (1) S. 2 WindSeeG nicht zulässig.

³ Geregelt durch § 15 WindSeeG in Verbindung mit § 32 EEG 2017

Ausschreibung die Zuschlagswerte selbst möglichst wenig beeinflussen. Für die projektspezifischen Ausschreibungen nach dem Windenergie-auf-See-Gesetz ist angesichts der Zahl der im Bereich der Offshore-Windenergie tätigen Unternehmen (nicht nur in Deutschland, sondern auch international) mit einem befriedigenden Wettbewerbsniveau zu rechnen. Dementsprechend erscheint eine Festlegung sehr ambitionierter Höchstwerte zum Ausschluss überhöhter Gebote nicht vordringlich. Vielmehr sollten die Höchstwerte in diesem Fall an den zu erwartenden Stromgestehungskosten orientiert sein, aber tendenziell oberhalb dieser Werte liegen, um fehlerhaften Einschätzungen der Stromgestehungskosten z. B. aufgrund von Informationsasymmetrien vorzubeugen (vgl. hierzu auch Ecofys et al., 2015, S. 29f).

Die vorgeschlagene Anpassung der Höchstwerte nach § 22 erfolgt gestaffelt nach Ausschreibungsjahren und bewegt sich in der Bandbreite der in (BET et al., 2019) für das Inbetriebnahmejahr 2025 genannten Stromgestehungskosten, die allerdings als reale Werte angegeben sind, während Höchstwerte nominale Werte darstellen und damit höher liegen müssten. Auch wenn die Inbetriebnahme der Anlagen auf den 2021 und danach ausgeschriebenen Flächen erst ab 2026 erfolgt, deutet dies darauf hin, dass zumindest nicht ausgeschlossen werden kann, dass die Höchstwerte so niedrig gewählt sind, dass sie die Entscheidung zur Angebotsabgabe und den Zuschlagspreis auch bei wettbewerblichem Gebotsverhalten deutlich beeinflussen könnten.

Erheblich kontroverser als die Anpassung der Höchstwerte wird allerdings die Einführung einer zweiten Gebotskomponente diskutiert. Dieser Vorschlag ist insbesondere von Branchenverbänden, aber auch von anderen an der Fachdiskussion beteiligten Akteuren intensiv kritisiert worden ist (z. B. Thimm, 2020). Dabei bestreiten die Kritiker nicht die Notwendigkeit der Anpassung der bestehenden Zuschlagsregeln. Sie schlagen aber statt der Einführung einer zweiten Gebotskomponente eine Abkehr vom Förderinstrument der gleitenden Marktpremie und die Einführung sogenannter Differenzverträge⁴ (engl. Contracts for Difference, häufig abgekürzt CfD) vor, die 0-Cent-Gebote systematisch ausschließen würden.

Nachfolgend werden zunächst die Wirkungsweise und Rationalität der zweiten Gebotskomponente diskutiert. Daran anschließend erfolgt ein Vergleich mit dem Alternativinstrument der Differenzverträge

3.1 Wirkungsweise der zweiten Gebotskomponente

Die zweite Gebotskomponente wird lediglich in den Fällen relevant, in denen mehrere Bieter ein 0-Cent-Gebot für eine Fläche abgegeben haben (oder wenn wenigstens ein 0-Cent-Gebot abgegeben wurde und für die Fläche ein Eintrittsrecht nach § 39 ff. WindSeeG besteht). Anders als z. B. in (Stratmann, 2020) angedeutet, geht es dabei nicht um ein generelles „Eintrittsgeld“ für Offshore-Windparkbetreiber oder um eine „Konzessionsabgabe“ (Nera Economic Consulting et al., 2020), sondern um eine logische Fortentwicklung des bestehenden Fördersystems. Dies wird nachfolgend näher ausgeführt:

- Die Abgabe von 0-Cent-Geboten drückt die Erwartung der Bieter aus, mit dem auf der ausgeschriebenen Fläche zu errichtenden Offshore-Windpark am Strommarkt Erlöse erzielen zu können, die mindestens ausreichend sind, um die Rentabilität der Investition ohne eine weitere einspeisebezogene Förderung zu gewährleisten bzw. sogar Erträge über den Renditerwartungen der Investoren zu liefern.

⁴ Konkreter geht es um zweiseitige Differenzverträge oder auch double-sided CfDs. In der Literatur wird das in Deutschland etablierte Modell der gleitenden Marktpremie gelegentlich auch als einseitiger Differenzvertrag bezeichnet.

- Mit der Abgabe eines 0-Cent-Gebotes drückt der Bieter offensichtlich seine Bereitschaft aus, Risiken der Strompreisentwicklung nicht auf die Gemeinschaft der EEG-Umlagezahler abzuwälzen, sondern selbst zu übernehmen. Seine Erlöse hängen nämlich direkt von der Entwicklung der Strompreise ab. Sinkende (bzw. steigende) Markterlöse werden in diesem Fall nicht mehr durch eine steigende (bzw. sinkende) Marktprämie ausgeglichen. Diese Bereitschaft zur Übernahme von Strompreisrisiken ist aber nicht notwendigerweise eine Besonderheit der Akteure im Bereich der Offshore-Windenergie und beginnt nicht erst mit der Abgabe eines 0-Cent-Gebotes. Vielmehr bedeutet jedes Gebot unterhalb der vom Bieter geschätzten Stromgestehungskosten seiner Anlage, dass der Bieter davon ausgeht, zumindest temporär die Stromgestehungskosten übersteigenden Erlöse erzielen zu können und – wie in einem wettbewerblichen System auch erwünscht – bereit ist, diese Mehrerlöse bei der Kalkulation der notwendigen Förderung bei einer Betrachtung über den gesamten Betriebs-/Förderzeitraum in Ansatz zu bringen. Betrachtet man die Schätzungen der Stromgestehungskosten, z. B. aus den EEG-Erfahrungsberichten, und vergleicht diese mit den Ausschreibungsergebnissen unterschiedlicher Technologien, so ist für die Technologien PV-Freifläche und Windenergie an Land zumindest denkbar, dass eine teilweise Übernahme von Strompreisrisiken durch die Bieter ebenfalls bereits stattfindet. Auch bei den Geboten für Windenergie auf See mit Gebotswerten von mehr als 0 ct/kWh, die in den ersten beiden Ausschreibungsrunden einen Zuschlag erhalten haben, ist zu vermuten, dass eine teilweise Übernahme von Strompreisrisiken durch die erfolgreichen Bieter stattfindet.⁵
- Die zumindest partielle Übernahme von Strompreisrisiken ist somit kein Sonderfall in der Geschichte der EEG-Förderung, sondern bereits geübte Praxis. Es ist dabei eine explizite Stärke des Systems der Förderung über eine gleitende Marktprämie, bei gesunkenen Stromgestehungskosten inzwischen etablierter Technologien eine graduelle Übernahme von Strompreisrisiken entsprechend den Risikopräferenzen des Bieters zu ermöglichen. Dabei erhöht die Bereitschaft zur Übernahme von Strompreisrisiken regelmäßig die Zuschlagschancen des Bieters.
- Gleichzeitig entspricht es von Anfang an dem Grundgedanken der Förderung nach dem EEG, Förderungen nur in der für die Rentabilität unbedingt notwendigen Höhe zu gewähren, aber keine übermäßigen Gewinne entstehen zu lassen. Dieses Konzept wurde mit der Einführung von Ausschreibungen für erneuerbare Energien weiter gestärkt. Ziel der Ausschreibung ist gerade die Schaffung von Anreizen für die Bieter, entsprechend ihrem Kosten- und Erlöskalkül zu bieten und nur die geringstmögliche residuale Förderung zu verlangen.
- Bei einem Gebotswert von 0 ct/kWh stoßen diese Grundelemente einer freiwilligen Übernahme von Preisrisiken durch die Bieter und der Gewährung der geringstmöglichen notwendigen Förderung jedoch an Grenzen. Dabei ist zunächst zu berücksichtigen, dass Windenergie auf See auch ohne einspeisebezogene Förderung aufgrund der Bereitstellung des Offshore-Netzanschlusses durch die Übertragungsnetzbetreiber zumindest indirekt erheblich gefördert wird.⁶ Es erscheint daher auch bei 0-Cent-Geboten wünschenswert, die Stromgestehungskosten übersteigenden Markterlöse gesamtförderkostensenkend berücksichtigen

⁵ Dies gilt insbesondere für die erste Ausschreibungsrunde, in der das höchste bezuschlagte Gebot einen Gebotswert von 6,00 ct/kWh aufwies. Dieser Wert liegt zumindest deutlich unterhalb der Schätzung der (zudem als reale Werte angegebenen) Stromgestehungskosten in (BET et al., 2019).

⁶ (BET et al., 2019) schätzen die Netzanschlusskosten aktuell mit 2,3 ct/kWh bis 3,0 ct/kWh ab.

zu können bzw. beim Zuschlag zu berücksichtigen, welches Gebot für die Gesellschaft insgesamt zu geringeren Förderkosten und Risikoübernahmen führt.

- In der derzeitigen Ausschreibungssystematik mit bei 0 ct/kWh nach unten begrenzten Gebotswerten ist es für die Bieter, die grundsätzlich von ausreichenden Markterlösen zur Refinanzierung ihrer Projekte ausgehen, aber nicht möglich, unterschiedliche Risikopräferenzen oder Kosten- und Erlöskalküle zum Ausdruck zu bringen, selbst wenn sich diese deutlich unterscheiden. Eine Erweiterung des möglichen Wertebereichs für Gebote um negative Gebotswerte würde zwar eine Differenzierung zwischen mehreren Bietern, die im heutigen Regime 0 ct/kWh Gebote abgeben würden, erlaube. Sie ist jedoch aus einem anderen Grund energiewirtschaftlich nicht sinnvoll: Faktisch würde die Stromproduktion aus Offshore-Windenergie damit aus Sicht des Bieters mit rein artifiziellen, nicht fundamental zu rechtfertigenden variablen Kosten belastet und ein – wohlfahrts- und klimaschädigender – Anreiz zur Nichteinspeisung bei niedrigen Strompreisen eingeführt.
- Um dennoch Unterschiede in den Kosten- und Erlöskalkülen zum Ausdruck bringen zu können, wird die zweite Gebotskomponente im Falle von Null-Cent-Geboten eingeführt. Damit aus der zweiten Gebotskomponente keine negativen Anreize für die Stromproduktion aus Offshore-Windparks resultieren, ist sie nicht als einspeisebezogene Zahlung, sondern als einspeiseunabhängige jährliche Zahlung ausgestaltet.

Die Einführung der zweiten Gebotskomponente ist somit kein Systemwechsel, sondern eine ökonomisch logische Weiterentwicklung des Systems der gleitenden Marktprämie mit seinen bestehenden Anreizen zur gleitenden Übernahme von Strompreiss Risiken durch die Bieter. Gleichzeitig erscheint es logisch, die Zahlung der zweiten Gebotskomponente als Offshore-Netzverbindungsbeitrag zu gestalten, da bei 0-Cent-Geboten die wesentliche verbleibende (indirekte) Förderung in der kostenlosen Bereitstellung des Offshore-Netzanschlusses und der Fläche in der AWZ besteht.

Die Übernahme von Strompreiss Risiken durch Investoren in Stromerzeugungsanlagen mag dabei zwar im Bereich der erneuerbaren Energien bisher ungewohnt erscheinen, bei sonstigen Stromerzeugungsanlagen ist sie aber üblich. Erneuerbare Energien wurden von Marktpreiss Risiken in der Vergangenheit bewusst ausgenommen, weil sie noch keine Marktreife erlangt hatten. Bei marktreifen Technologien ist diese Frage jedoch neu zu bewerten. Dass Investoren zur Übernahme und zum Management von Strompreiss Risiken in der Lage sind und dies aus ökonomischer Perspektive auch wünschenswert ist, war eine wesentliche Erkenntnis der Debatte um den Strommarkt 2.0 (vgl. z. B. Frontier Economics et al., 2014). Eine Möglichkeit zum Management von Preiss Risiken besteht z. B. im Abschluss langfristiger Stromlieferverträge auf Basis erneuerbarer Energien (sog. Power Purchase Agreements oder PPA). Laut (Huneke et al., 2020) sind die Mehrzahl der aktuell in Deutschland öffentlich erwähnten PPA-Abschlüsse auf Offshore-Windenergieanlagen zurückzuführen, wobei im Offshore-Bereich Verträge mit Neuanlagen dominieren.

Da die Förderungen für erneuerbare Energien im Rahmen eines Auktionsverfahrens vergeben werden, ist bei der Ausgestaltung der zweiten Gebotskomponente ein zusätzlicher Aspekt zu berücksichtigen. Für Auktionen, bei der die Gebote der Bieter zumindest teilweise auf der Schätzung eines für alle Bieter gleichen (gemeinsamen) Werts (Common Value) beruhen – hier der grundsätzlichen Strompreisentwicklung –, ist der Effekt des sogenannten Fluchs des Gewinners (Winner's Curse) bekannt. Dieser bedeutet, dass der Gewinner einer Auktion den Zuschlag deshalb bekommt, weil er den Common Value zu hoch oder zumindest höher einschätzt als die Mitbewerber und deshalb ex post mit dem Auktionsergebnis unzufrieden ist.

Winner's Curse ist ein im Grundsatz bei vielen Auktionen bekanntes Phänomen, mit dem erfahrene Bieter gelernt haben umzugehen. Im Bereich der Ausschreibungen für erneuerbare Energien ist Winner's Curse kein neues Phänomen, das durch die Einführung der zweiten Gebotskomponente erstmals relevant wird. Vielmehr haben die Ausführungen oben gezeigt, dass auch bisher Bieter schon partiell Strompreisisiken übernehmen – und dabei das Niveau der Strompreise überschätzen könnten. Auch andere Einflüsse, wie erwartete Kostendegressionen bei Erzeugungsanlagen, können einen Common Value darstellen und damit zum Fluch des Gewinners führen.

Auch wenn Winner's Curse somit keinen grundsätzlich neuen Effekt darstellt und nicht völlig vermeidbar ist, sollte ein konkretes Auktionsdesign dennoch das Auftreten von Winner's Curse so weit wie möglich begrenzen, u. a. um das Wettbewerbsniveau im Markt dauerhaft auf einem hohen Niveau zu erhalten und die Nichterfüllung mit dem Zuschlag eingegangener Verpflichtungen zu vermeiden. Die spezielle Gestaltung der Ausschreibungen für Windenergie auf See im zentralen Modell bietet hier einen Ansatzpunkt, in dem die Höhe der zweiten Gebotskomponente in einem dynamischen offenen Gebotsverfahren (Ascending-Clock-Auction) festgelegt wird. Bei diesem Mehr-Runden-Verfahren, an dem alle Bieter mit 0-Cent-Geboten teilnehmen können, wird (leicht vereinfacht) ausgehend von einem Minimalpreis (hier: 0 €) die zweite Gebotskomponente von Runde zu Runde um ein vorgegebenes Inkrement erhöht. Die Bieter können ebenfalls von Runde zu Runde entscheiden, ob sie der aktuell geforderten zweiten Gebotskomponente noch zustimmen oder aus dem Verfahren ausscheiden. Dieses Verfahren wiederholt sich, bis nur noch ein Bieter verbleibt. Eine besondere Eigenschaft ist, dass alle verbliebenen Bieter am Ende einer Runde die Information erhalten, wie viele Bieter noch verblieben sind. Damit wird allen Bietern in anonymisierter Form eine Information vermittelt, wie die Wettbewerber die Situation und insbesondere den Common Value einschätzen. Daraus ergeben sich Lernmöglichkeiten. Nutzen die Bieter diese, verringern sie gleichzeitig das Risiko einer Überschätzung des Common Value und damit für Winner's Curse.

Die Einführung dynamischer Auktionsverfahren wurde bereits bei der erstmaligen Einführung von Ausschreibungen für erneuerbare Energien grundsätzlich erwogen, dort aber verworfen, weil für die sonstigen Ausschreibungen u. a. das Risiko einer Manipulation der Auktion durch Mehr-Projekt-Bieter als zu hoch eingeschätzt wurde. Dieses Risiko besteht jedoch bei der Auktion vordefinierter Flächen nicht mehr, weil es dort keine Mehr-Projekt-Bieter gibt. Der Vorschlag, die zweite Gebotskomponente in einem dynamischen Gebotsverfahren zu ermitteln, erscheint somit sachgerecht und verringert die ansonsten möglicherweise relevantere Winner's Curse-Problematik.

3.2 Vergleich mit Differenzverträgen

Verschiedene Teilnehmer der fachöffentlichen Diskussion (u. a. enervis energy advisors, 2020; Nera Economic Consulting et al., 2020), insbesondere aber auch die Offshore-Windenergie-Branche selbst, haben den Vorschlag zur Einführung einer zweiten Gebotskomponente scharf kritisiert und stattdessen die Einführung sogenannter beidseitiger Differenzverträge gefordert.

Beidseitige Differenzverträge beinhalten nicht nur das Recht für EE-Anlagenbetreiber, positive Differenzen zwischen einem in der Auktion ermittelten Referenzwert oder anzulegenden Wert und den Markterlösen als Förderung zu erhalten, sondern auch die Verpflichtung, negative Differenzen (Mehrerlöse gegenüber dem Referenzwert) an das Fördersystem zurückzuzahlen. Die Nettoerlöse des Anlagenbetreibers werden deshalb auf dem Niveau des Referenzwertes unabhängig vom Marktpreisniveau verstetigt, Marktpreisisiken werden i. W vom Fördersystem bzw.

der Allgemeinheit getragen. In einem wettbewerblichen System werden Bieter deswegen Gebote für den Referenzwert auf dem Niveau ihrer individuellen Stromgestehungskostenerwartung abgeben. 0-Cent-Gebote sind damit ausgeschlossen.

Differenzverträge werden bereits seit einiger Zeit als Alternative zu dem in Deutschland üblichen Fördersystem der gleitenden Marktprämie diskutiert (May et al., 2018). Anders als die gleitende Marktprämie legen sie den Fokus weniger auf eine langfristige Marktintegration der erneuerbaren Energien als auf eine Minimierung der Risiken für Anlagenbetreiber und damit eine Verringerung der Finanzierungskosten.

Nach dem Verständnis des Autors dieser Stellungnahme besteht dabei kein grundsätzlicher Dissens mit den wissenschaftlichen Befürwortern des Differenzvertragsmodells über dessen ökonomische Wirkungen. Vielmehr geht es in der Debatte um die normative und letztendlich politisch zu entscheidende Frage der Abwägung unterschiedlicher, nicht gleichzeitig erreichbarer Zielsetzungen für die Förderung der Offshore-Windenergie, aber auch der erneuerbaren Energien allgemein. Insbesondere vertritt der Autor die Auffassung, dass die Einführung von Differenzverträgen für Offshore-Windenergie einen grundsätzlichen Paradigmenwechsel in der Förderung erneuerbarer Energien bedeuten würde (s. u.) und deshalb nicht alleine mit Blick auf die Konsequenzen für Offshore-Windenergie, sondern in einem breiteren Rahmen diskutiert werden sollte. Dabei besteht für diesen Paradigmenwechsel keine akute Notwendigkeit, wie die nachfolgende Auseinandersetzung mit den Argumenten der Befürworter von Differenzverträgen zeigen soll.

- Als nach Wahrnehmung des Autors wesentlichstes Argument für Differenzverträge wird eine höhere Realisierungswahrscheinlichkeit durch geringere Risikoexposition der Investoren angeführt. Die Argumentation erkennt allerdings, dass im Ausschreibungsdesign über ein System von Realisierungsfristen und Pönalenregelungen bereits intensive Vorkehrungen zur Vermeidung einer Nichtrealisierung einmal bezuschlagter Projekte getroffen wurden. Als Bestandteil der heute diskutierten Änderung im Windenergie-auf-See-Gesetz werden diese Regelungen an die veränderte Situation mit zweiter Gebotskomponente angepasst. Damit sollte die Realisierungswahrscheinlichkeit für Projekte in Zukunft nicht niedriger liegen als im Status Quo bzw. eventuell absehbare Nichtrealisierungen früher erkannt werden können als bisher. Es ist jedoch anzuerkennen, dass – wie bereits in der Vergangenheit und bei anderen EE-Technologien – eine Nichtrealisierung (die im Regelfall eine möglichst frühzeitige Neuausschreibung der nicht realisierten Fläche zur Folge hätte) nicht vollständig ausgeschlossen werden kann. Ein Ausschreibungsdesign, das dies leistete, würde allerdings auch zu prohibitiv hohen Förderkosten führen. Das Differenzvertragsmodell leistet dies ebenfalls explizit nicht und erhebt auch nicht diesen Anspruch.
- Verschiedentlich wird darüber hinaus angeführt, das Modell der Differenzverträge habe sich in Nord-West-Europa zu einem de-facto-Standard für die Förderung von Offshore-Windenergie entwickelt und Deutschland stelle sich mit der Nicht-Einführung außerhalb der Best Practice. Diese Argumentation erscheint aber wenig überzeugend. Denn eine Best Practice hat sich gerade im Nordseeraum bisher nicht etabliert. Zwar sind Differenzverträge für Offshore-Windenergie in UK eingeführt und werden zukünftig auch in Dänemark eingesetzt werden. Allerdings sind in anderen Ländern mit hohen Offshore-Ausbauzielen wie den Niederlanden bisher keine Pläne zur Einführung von Differenzverträgen erkennbar. Andererseits sind die Modelle in UK und Dänemark derart unterschiedlich, dass daraus keine Evidenz für eine offensichtliche Best Practice abgeleitet werden kann. Im Gegenteil: Das Differenzvertragsmodell in UK beruht auf einer stündlichen Abrechnung von Mehr- und

Mindererlösen gegenüber dem Referenzpreis und weist damit große Ähnlichkeiten zur marktfernen festen Einspeisevergütung aus der Anfangszeit des EEG auf. Gegenüber der gleitenden Marktpremie mit monatlicher Abrechnung würde die Einführung dieses Modells einen eindeutigen Rückschritt für die Marktintegration erneuerbarer Energien bedeuten. Dänemark hingegen plant eine jährliche Abrechnung von Mehr- und Mindererlösen, jedoch gegenüber einem Erlösbenchmark, der sich nicht aus den Erlösen während des Abrechnungszeitraums, sondern des Vorjahreszeitraums ergibt. Dieses Modell wird nach Wahrnehmung des Autors in Deutschland auch von den Befürwortern von Differenzverträgen abgelehnt, weil es im Zeitverlauf zu stark schwankenden Erlösen ohne Möglichkeit der Risikoabsicherung führen kann.

- Der Blick auf die europäische Förderpraxis zeigt übrigens, dass Differenzverträge überwiegend nicht nur für Windenergie auf See, sondern auch oder sogar ausschließlich im Bereich der Photovoltaik und der Windenergie an Land eingesetzt werden (z. B. in Griechenland, Italien, Polen, Ungarn, Frankreich, UK, Irland). Nach dem Verständnis des Autors entspricht es auch der Präferenz der Branche (Thimm, 2020), dieses Modell auf andere EE-Technologien auszudehnen. Das wäre insofern logisch, als dass die Akteure im Bereich der Offshore-Windenergie typischerweise größer, finanzstärker und professioneller sind als bei anderen EE-Technologien. Eine den Akteuren der Offshore-Branche zugestandene Risikobegrenzung könnte anderen Technologien also kaum verwehrt werden. Das wäre der oben angesprochene Paradigmenwechsel. Damit wird aber auch klar, dass die hier zu treffende Entscheidung einen sehr grundsätzlichen Charakter hat und auch dementsprechend umfassend diskutiert werden sollte.
- Nicht nachvollziehbar ist das von der Branche vorgebrachte Argument, mit der Einführung der zweiten Gebotskomponente zwingt man die Unternehmen der Offshore-Branche, Strompreiss Risiken zu übernehmen, was zwangsläufig zu höheren Stromgestehungskosten führe (so vorgebracht in Stratmann, 2020). Hier wird verkannt, dass die Unternehmen der Offshore-Branche bereits in der Vergangenheit u. a. durch die Abgabe von Null-Cent-Geboten freiwillig ihre Bereitschaft und Fähigkeit zur Übernahme von Strompreiss Risiken zum Ausdruck gebracht haben. Die Einführung der zweiten Gebotskomponente ermöglicht lediglich, diese Bereitschaft differenzierter als bisher äußern zu können. Es sei darüber hinaus darauf hingewiesen, dass die von der Offshore-Branche behaupteten Konsequenzen eines ruinösen Preiswettbewerbs mit hohen zweiten Gebotskomponenten und erheblichen Winner's Curse Risiken einerseits und eines vom EEG-Umlagezahler zu tragenden Anstiegs der Finanzierungskosten andererseits schwerlich gleichzeitig eintreten können. Sollte sich eine Finanzierung von 0-Cent-Geboten mit zweiter Gebotskomponente als schwierig erweisen, können die Finanzierungsrisiken und -kosten graduell durch Abgabe von Geboten mit einem Gebotswert größer 0 ct/kWh gesteuert werden. Es ist insofern auch keine allgemeine Angebotszurückhaltung zu erwarten. Nicht auszuschließen ist allerdings, dass sich Veränderungen in der Akteurs- und Finanzierungsstruktur ergeben, wenn möglicherweise neu in den Markt eintretende Akteure und Finanzierer stärker als bisher bereit sein sollten, Preisrisiken selbst zu übernehmen und nicht zu sozialisieren.
- Auch die bereits oben erwähnte Diskussion um „Eintrittsgelder“ oder „Konzessionsabgaben“ scheint zumindest aus nicht-juristischer, energiewirtschaftlicher Perspektive schwer nachvollziehbar. Denn die Nettoerlöse der Betreiber von Offshore-Windenergieanlagen lägen bei Einführung des Differenzvertragsmodells nicht unbedingt höher als mit der zweiten Gebotskomponente. Unterscheiden würden sich – neben den diskutierten Unterschieden in

der Risikoexposition – im Erwartungswert lediglich die Art und Weise, wie die Allgemeinheit an die Stromgestehungskosten übersteigenden Erlösen partizipiert (jährlich fixer Offshore-Netzanbindungsbeitrag vs. schwankende Rückzahlungen aus Differenzvertrag).

- Für die Frage der effizienten Allokation von Risiken (hier des ja offensichtlich bestehenden langfristigen Strompreisrisikos) ist grundsätzlich relevant, ob diese Risiken Akteuren zugewiesen werden, die sie bewerten und steuern können.⁷ Die Möglichkeit der Bewertung von Preisrisiken durch Offshore-Investoren, die typischerweise als große Erzeugungsunternehmen in vielen europäischen Märkten tätig sind, dürfte unbestritten sein. Bzgl. der Steuerung ist zwar anzuerkennen, dass die Möglichkeiten zum Risikomanagement durch konstruktive Auslegung der Anlagen und Wahl des Vermarktungssegments sich eher auf die Frage der kurzfristigen Marktwertoptimierung beschränken dürften und nicht ausreichen, um langfristige Marktpreisniveaurisiken zu steuern. Allerdings besteht mit der zunehmenden Verbreitung von PPA ein wichtiges Instrument zum finanziellen Risikomanagement.
- Der öffentlich bekannt gewordene Abschluss von PPA durch Akteure der Offshore-Windbranche in den vergangenen Jahren (Huneke et al., 2020) zeigt, dass dieses Instrument von der Branche auch genutzt wird.
- Dem gelegentlich vorgetragenen Argument, dass die Tiefe des PPA-Marktes begrenzt sei, ist zwar grundsätzlich zuzustimmen. Dennoch zeigt die bei (Huneke et al., 2020) ebenfalls vorgenommene europaweite Auswertung von PPA-Abschlüssen, dass der PPA-Markt in anderen europäischen Ländern z. T. deutlich größer ist als in Deutschland (UK, Spanien, Skandinavien) bzw. bei deutlich geringerer Größe des Landes mindestens auf dem gleichen Niveau liegt (Niederlande). Berücksichtigt man, dass das ganze Segment der PPA in Europa noch vergleichsweise jung ist und sicherlich weiter wachsen wird, so ist aktuell zumindest nicht zu befürchten, dass der Abschluss von risikobegrenzenden PPA für neue Offshore-Windparks unmöglich wird.⁸
- Umgedreht würde die Einführung des Differenzvertragsmodells dem sich langsam entwickelnden PPA-Markt in Deutschland schlagartig die Grundlage und Liquidität entziehen. Denn der Abschluss eines langfristigen Stromliefervertrages mit Preisgarantie und damit Absicherungscharakter für den Stromverbraucher ist für einen mit einem Differenzvertrag ausgestatteten Offshore-Windparkbetreiber irrational. Er müsste in diesem Fall bei steigenden Strompreisen nicht nur die Energie zum vorher festgelegten Preis an den Verbraucher liefern, sondern auch noch die Rückzahlung aus dem Differenzkontrakt an das Fördersystem leisten, obwohl dieser – anders als bei reiner Spotvermarktung – gar keine entsprechenden Erlöse gegenüber ständen.
- Die Einführung von Differenzverträgen würde damit den in den letzten Jahren langsam anlaufenden Prozess einer Übernahme nicht nur kurzfristiger Vermarktungsrisiken durch Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien unterminieren. Stattdessen würden diese Anlagen, anders als z. B. sonstige Erzeugungsanlagen und Speicher, von mittel- und langfristigen Marktrisiken weiterhin vollständig isoliert. Der Schritt hin zu einer vollständigen Marktintegration bliebe auf Dauer sehr, ggf. unüberwindbar groß. Strebt man langfristig eine vollständige Marktintegration erneuerbarer Energien an, erscheint der Mechanismus der gleitenden Marktprämie mit der Möglichkeit der

⁷ In (enervis energy advisors, 2020) wird das als „ökonomisch produktive Risiken“ beschrieben.

⁸ Relevant ist hier letztendlich auch nicht die heutige Markttiefe, sondern das Marktpotenzial. Dabei werden in Zukunft nicht nur PPA mit industriellen Stromverbräuchen (corporate PPA), sondern auch solche mit Stromversorgern (utility PPA) eine Rolle spielen.

freiwilligen und graduellen Übernahme von Marktpreisrisiken dazu am besten geeignet. Durch einen Vergleich von Schätzungen der Stromgestehungskosten und der geforderten Förderungen wird im System der gleitenden Marktprämie auch für den EEG-Gesetzgeber transparent, inwieweit eine Übernahme von Marktpreisrisiken durch die EE-Investoren möglich erscheint und praktiziert wird.

- Nicht zu vernachlässigen sind auch die Konsequenzen für Stromverbraucher. Eine aktive Teilnahme insbesondere industrieller Verbraucher am Strommarkt inklusive der Verantwortung für und der Bereitschaft zu langfristigen Absicherungsgeschäften ist ein wesentliches Element des Strommarkt 2.0. Industrielle Stromverbraucher und erneuerbare Stromerzeuger (als dominierende Kräfte im zukünftigen Erzeugungssystem) sind dabei aufgrund ihrer gegenläufigen Absicherungsinteressen natürliche Vertragspartner für Absicherungsgeschäfte zu beiderseitigem Nutzen. Fällt auf Seiten der erneuerbaren Erzeuger die Bereitschaft zum Eingehen von Absicherungsgeschäften weg (s.o.), so sinkt auch für Stromverbraucher die Möglichkeit, solche Absicherungsgeschäfte eigenverantwortlich einzugehen. Dementsprechend lauter würde der Ruf nach einer – aus Industriesicht im Vergleich zu einer Absicherung am Strommarkt einfacheren – staatlichen Absicherung von Industriestrompreisen. So wird z. B. in (Akoto, 2020) über die Unterstützung für Differenzverträge seitens der energieintensiven Industrie in Verbindung mit der Forderung nach einem Industriestrompreis von 40 EUR/MWh inklusive aller Kostenkomponenten und damit weit unterhalb der auf absehbarer Zeit für erreichbar gehaltenen Stromgestehungskosten für Offshore-Windparks berichtet. Das lässt aus Sicht des Autors v. a. den Schluss zu, dass Differenzverträge zunehmend als umfassendes Sozialisierungsinstrument für Preisrisiken nicht nur auf Seiten der Erzeuger, sondern auch auf Seiten der industriellen Stromverbraucher gesehen werden. Auch (Hanke, 2020) berichtet von der „energieintensiven Industrie, die auf einen staatlich garantierten Industriestrompreis mittels Differenzkontrakten mit Offshore-Windparkbetreibern“ hoffe.
- Betrachtet man diese Auswirkungen, kann die in (enervis energy advisors, 2020) vorgelegene Argumentation nicht nachvollzogen werden, der Ausbau der Offshore-Windenergie folge politisch gesetzten Ausbauzielen und die Allokation von Marktpreisrisiken bei den Investoren sei somit „ökonomisch unproduktiv“. Durch die Möglichkeit zur Übernahme von Marktpreisrisiken entstehen vielmehr Anreize, die nicht nur zur – möglicherweise eher normativ begründeten – langfristigen Marktintegration der erneuerbaren Energien, sondern zu einem effizienten Handeln aller Akteure im Energieversorgungssystem beitragen können. Eine grundsätzliche Sozialisierung von Strompreisrisiken für Erzeuger wie Verbraucher stellt aus Sicht des Autors jedenfalls keine produktive Risikoallokation im Sinne von (enervis energy advisors, 2020) dar.
- Anzuerkennen ist allerdings, dass eine Allokation von Marktpreisrisiken bei im Wettbewerb stehenden Akteuren nur dann langfristig positive Wirkung entfalten kann, wenn diese Akteure für ihr Handeln belastbare Erwartungen über die zukünftigen Entwicklungen und Rahmenbedingungen bilden können. Der Begriff „belastbare Erwartungen“ soll dabei nicht implizieren, dass eine perfekte Vorausschau für alle Marktakteure möglich sein muss. Vielmehr besteht das Ziel unternehmerischen Handelns u. a. gerade darin, Trends und Entwicklungen früher zu erkennen als andere Akteure und die eigene Position durch kalkulierte Übernahme von Risiken zu verbessern. Trotzdem erfordert eine marktlich organisierte Energiewirtschaft auch Selbstbindung der Politik an eine „nur“ evolutionäre Entwicklung des Rechts- und Ordnungsrahmens.

4 Schlussfolgerung

Der vorliegende Vorschlag zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes wird grundsätzlich unterstützt. Zur Erreichung der EE-Ausbau- und Dekarbonisierungsziele ist eine Beschleunigung des Ausbaus der Offshore-Windenergie sinnvoll.

Die Anpassung des Ausschreibungs- und Zuschlagsverfahrens ist angesichts der 0-Cent-Gebote in vorangegangenen Ausschreibungsrunden notwendig. Dies wird auch allgemein nicht bestritten. Der Vorschlag der Einführung einer zweiten Gebotskomponente ermöglicht dabei auch in Zukunft eine preisbasierte Gebotsdifferenzierung und stellt aus Sicht des Autors eine sinnvolle und präferierte Weiterentwicklung des bestehenden Fördermechanismus der gleitenden Marktpremie dar. Insbesondere erlaubt er eine Erreichung der Ausbauziele bei Fortführung der bereits in der Vergangenheit begonnenen flexiblen und freiwilligen Übernahme von Marktpreisrisiken durch die Betreiber von Offshore-Windenergieanlagen. Er unterstützt die langfristige Marktintegration erneuerbarer Energien sowie das auf Eigenverantwortung und freiwilliger Absicherung basierende Konzept des Strommarkt 2.0.

Der Gegenvorschlag einer Einführung von Differenzverträgen stellt hingegen die möglichst weitgehende Vermeidung von Marktrisiken für erneuerbare Energien zur Minimierung der Finanzierungskosten in den Vordergrund. Dem liegt eine grundsätzlich andere Konzeption der Förderung erneuerbarer Energien zugrunde. Die Einführung von Differenzverträgen würde vermutlich nicht auf den Bereich der Windenergie auf See beschränkt bleiben. Differenzverträge würden somit die langfristige Marktintegration der erneuerbaren Energien zugunsten einer kurzfristigen Senkung der Finanzierungskosten nach unten priorisieren, damit aber auch die Fördernotwendigkeit für erneuerbare Energien (und ggf. für andere neue Technologien im Strommarkt) dauerhaft manifestieren. Gleichzeitig würden die Möglichkeiten für Stromverbraucher, langfristige Preisrisiken marktlich abzusichern, deutlich zurückgehen.

Die Entscheidung über das zukünftige Fördersystem für Windenergie auf See kann somit dauerhafte Konsequenzen für die gesamte Ausrichtung der Förderung erneuerbarer Energien haben. Die Wirkungsweisen der vorgeschlagenen Fördersysteme sind weitgehend bekannt. Sie unterscheiden sich allerdings stark in ihren grundsätzlichen Zielsetzungen, zwischen denen der Gesetzgeber abwägen muss.

5 Quellen

Akoto, P. (2020), Branchenallianz trommelt weiter für Differenzverträge. *energate Messenger*, 30. Juni 2020. <https://www.energate-messenger.de//news/203617/-branchenallianz-trommelt-weiter-fuer-differenzvertraege>. Zugriffen: 25. August 2020.

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.

Ecofys, Consentec, Fraunhofer ISI et al. (2015), *Ausschreibungen für erneuerbare Energien - Wissenschaftliche Empfehlungen*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi).

enervis energy advisors (2020), *Förder- und Ausschreibungsbedingungen für Offshore Wind*. Studie im Auftrag der RWE AG. <https://www.group.rwe/-/media/RWE/documents/01-der-konzern/rwe-foerderdesign-offshore-studie-enervis.pdf>. Zugriffen: 24. August 2020.

- Fraunhofer ISI, Navigant, Consentec und Takon (2020), *Handlungsoptionen zum Umgang mit Null-Cent-Geboten bei Ausschreibungen für Windenergie auf See*. Kurzpapier im Rahmen des BMWi-Vorhabens „Evaluierung der Ausschreibungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017, dem Windenergie-auf-See-Gesetz und zugehöriger Ausschreibungsverordnungen“.
- Frontier Economics und Formaet Services GmbH (2014), *Strommarkt in Deutschland - Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?* Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/strommarkt-in-deutschland-gewaehrleistung-das-derzeitige-marktdesign-versorgungssicherheit.pdf?__blob=publicationFile&v=5. Zugriffen: 24. August 2020.
- Hanke, S. (2020), Offshore-Wind soll Industriestrompreis sichern. *Tagesspiegel Background Energie & Klima*, 6. April 2020. <https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/offshore-wind-soll-industriestrompreis-sichern>. Zugriffen: 25. August 2020.
- Huneke, F., Claußner, M., Ritter, D. und Haller, M. (2020), *Monitoring der Direktvermarktung, Quartalsbericht (06/2020)*. Öko-Institut e. V., Energy Brainpool.
- May, N., Neuhoﬀ, K. und Richstein, J. (2018), Kostengünstige Stromversorgung durch Differenzverträge für erneuerbare Energien. *DIW Wochenbericht* doi: 10.18723/DIW_WB:2018-28-3.
- Nera Economic Consulting und Posser Spieth Wolfers & Partners (2020), *Reform der Ausschreibungen für Offshore-Windenergie: Nach dem „Nullgebot“ das „Negativgebot“: Neues Ausschreibungsmodell gefährdet die Verwirklichung der erhöhten Ausbauziele*. Briefing. https://www.nera.com/content/dam/nera/publications/2020/Briefing%20-%20Reform%20der%20Ausschreibungen%20f%C3%BCr%20Offshore-Windenergie_15_06_2020.pdf.
- Stratmann, K. (2020), Energiepolitik: „Eintrittsgeld“ für Windparkbetreiber: Scharfe Kritik an Altmayers Vorstoß. *Handelsblatt*, 8. September 2020. <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/energiepolitik-eintrittsgeld-fuer-windparkbetreiber-scharfe-kritik-an-altmaiers-vorstoss/26075718.html>. Zugriffen: 24. August 2020.
- Thimm, S. (2020), Standpunkt: Wenn der Wind der Veränderung weht. *Tagesspiegel Background Energie & Klima*, 21. August 2020. <https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/wenn-der-wind-der-veraenderung-weht>. Zugriffen: 25. August 2020.