



## Kurzstudie April 2017

# Erste Onshore-Auktion – eine harte Nuss für Windpark-Projektierer

- Vor der ersten Auktion für neue EEG-geförderte Onshore-Windparks herrscht unter den Projektierern Unsicherheit über die richtige Gebotsstrategie.
- Vergütungsrisiken bei negativen Strompreisen nach § 51 EEG können die Wirtschaftlichkeit von Windparks erheblich beeinträchtigen und erfordern einen Risikozuschlag in den Geboten.
- Handlungsbedarf auch bei der Politik – mit einer Ergänzung des EEG ließen sich die Investitionssicherheit erhöhen und Risikoprämien vermeiden.

Der Countdown bis zur ersten Onshore-Auktion am 2. Mai läuft. Sie leitet jetzt auch für die Windenergie an Land den Systemwechsel vom unbegrenzten Förderzugang mit gesetzlich festgelegter Vergütungshöhe hin zu Kapazitätsauktionen ein. Künftig bekommen nur noch die Projekte mit den günstigsten Geboten eine EEG-Förderung. Vor der ersten Auktion gilt es für die Windparkprojektierer, ihre Gebotsstrategie festzulegen. Die Mindestgebotshöhe für ein Projekt wird durch dessen Wirtschaftlichkeit bestimmt. Über die 20-jährige Förderdauer bedeuten Vergütungsrisiken aus § 51 EEG hierbei jedoch einen erheblichen Unsicherheitsfaktor, denn während länger andauernder negativer Strompreise entfällt die vereinbarte Vergütung für den erzeugten Windstrom. Derartige Ausfallzeiten werden – da sich alle Gutachter einig – voraussichtlich deutlich zunehmen. Wie hoch die hierdurch verursachten Einbußen in Zukunft sein werden, ist jedoch offen und hängt insbesondere davon ab, wie reibungslos die Energiewende in Deutschland gelingt. Eine Kompensation für § 51-Risiken kann nur über einen Risikoaufschlag im Auktionsgebot erreicht werden. Wer jetzt keine Risikoprämie verlangt, hat zwar bessere Zuteilungschancen, läuft aber Gefahr, beim späteren Verkauf des Windparks Preisabschläge hinnehmen zu müssen oder mit seiner Investition eine zu geringe Kapitalverzinsung zu erzielen. Dem Bundeswirtschaftsministerium sind die Vergütungsrisiken aus § 51 EEG sehr wohl bewusst. So können zunehmende Zeiten mit negativen Strompreisen wegen steigender Risikoprämien den angestrebten Rückgang der geforderten EEG-Vergütung in den Auktionen bremsen. Schlimmstenfalls könnten sie sich gar als Investitionshemmnis beim weiteren Kapazitätszubau erweisen. Die Bundesregierung wartet allerdings offenbar zunächst ab, ob hieraus ein Handlungsbedarf entsteht. Wir empfehlen, das Problem durch eine Nachbesserung des EEG nachhaltig zu entschärfen. Durch eine Verlängerung der Förderdauer um Ausfallzeiten, die aus § 51 EEG resultieren, wären Risikoprämien überflüssig und niedrigere Zuschlagshöhen in den Auktionen erreichbar. Im Vergleich zur derzeitigen gesetzlichen Regelung würde das auch die EEG-Umlage niedriger ausfallen lassen.

# KURZSTUDIE

April 2017

---

## § 51-REGELUNG IM DETAIL

Neu errichtete, staatlich geförderte Erneuerbare Energien-Anlagen („EE-Anlagen“) dürfen laut Vorgaben der EU-Kommission<sup>1</sup> seit dem Jahr 2016 in Marktphasen mit negativen Strompreisen keinen wirtschaftlichen Anreiz mehr zur Stromproduktion bekommen. Für Anlagen in Deutschland wurde dies erstmals im § 24 EEG 2014 umgesetzt und mit der letztjährigen Gesetzesnovelle, jetzt als § 51 EEG, praktisch unverändert ins EEG 2017 übernommen. Demnach haben EEG-geförderte EE-Anlagen, die ab dem 1. Januar 2016 installiert wurden, für solche Zeiträume, in denen der Strompreis am Day Ahead-Markt der Strombörse EPEX Spot in sechs oder mehr aufeinander folgenden Stundenfenstern negativ ist, keinen Anspruch auf Zahlung der Marktprämie. Dies wird dadurch umgesetzt, dass der Anzuliegende Wert für die betreffenden Zeiträume auf null abgesenkt wird. Ausgenommen hiervon sind nur Windenergieanlagen mit weniger als 3 MW Leistung<sup>2</sup>, sonstige EE-Anlagen mit maximal 500 KW Leistung sowie Pilotwindanlagen an Land und auf See.

Während geförderte Altanlagen Bestandsschutz genießen, sind alle (nicht unter die eng definierten Ausnahmeregelungen fallenden) neuen EE-Anlagen ab Installationsjahr 2016 über ihre gesamte gesetzliche Förderdauer durch § 51 EEG zukünftig mit Vergütungsrisiken in noch unbekannter Höhe konfrontiert.

## HORRORSZENARIO ODER BEGRENZTES RISIKO?

Über das potenzielle Ausmaß von § 51-Risiken gehen Simulationsrechnungen verschiedener Forschungsinstitute und Beratungsgesellschaften über die nächsten 20 bis 25 Jahre weit auseinander. So hatte Energy Brainpool diese Problematik im November 2014 mit einer aufsehenerregenden Studie bis zum Jahr 2040 im Auftrag des BWE thematisiert. Die diesbezüglichen Hochrechnungen ergaben für das Jahr 2040 einen Anteil von gut 41 Prozent der gesamten Erzeugungsstunden, für die den Betreibern wegen negativer Strompreise kein Marktprämienanspruch zustehen würde.<sup>3</sup> Diesem Horrorszenario, das auf einer Fortschreibung der bestehenden Erzeugungs- und Verbrauchsflexibilität des Strommarktes basiert, stehen jüngere Studien wie zum Beispiel vom Fraunhofer ISI gegenüber, die auf Basis deutlich abweichender Annahmen zu sehr viel moderateren Ergebnissen kommen.<sup>4</sup> Vor diesem Hintergrund befindet sich die Branche auch im zweiten Jahr der Geltung von § 51 EEG (bzw. der Vorgängerregelung) weiterhin auf der Suche nach einem für Projektierer, Investoren und Finanzierer akzeptablen Prozedere, mit dem die über einen derart langen Zeitraum ex ante nur schwer quantifizierbaren § 51-Vergütungsrisiken angemessen berücksichtigt werden können.

## § 51-STUNDEN BISHER AUF WENIGE TAGE BESCHRÄNKT

In den derzeitigen Strukturen am deutschen Strommarkt entstehen negative Strompreise am Day Ahead-Markt typischerweise dann, wenn eine niedrige Stromnachfrage auf eine diese überschießende Stromerzeugung trifft, die in den Auktionen zu bedeutenden Teilen mit negativen Preislimits oder preislich unlimitiert angeboten wird. Ersteres trifft auf inflexibel produzierende konventionelle Kraftwerke (sogenannte „Inflexibilitätssockel“) zu, letzteres auf einen Großteil der EEG-geförderten Strommengen. Die Markträumung ist dann nur zu einem negativen Preis möglich.

Im vergleichsweise windertragsschwachen Jahr 2016 ergaben die Auktionen am Day Ahead-Markt der EPEX Spot für insgesamt 97 Stunden einen negativen Strompreis, das waren etwa ein Viertel weniger Stunden als im guten Windjahr 2015 (126 Stunden). Negative Strompreise am Day Ahead-Markt traten – wie in den letzten Jahren – in den nachfrageschwachen Nacht- und frühen Morgenstunden und insbesondere an Sonn- und Feiertagen auf. Saisonal weisen die besonders windstarken Monate von November bis März sowie die Übergangszeit von April bis Mai – in diesen steigt die Solarstromproduktion stark an – die größten Häufigkeiten an negativen Strompreisen auf.

Unter den 97 Stunden mit negativen Strompreisen im Jahr 2016 waren insgesamt sieben Zeitfenster mit einer Länge von wenigstens sechs Stunden Länge. Diese § 51-relevanten Zeiträume machten insgesamt 55 Stunden aus. Wie in den Vorjahren waren hiervon insbesondere nachfrageschwache Feiertage wie Weihnachten und Ostern betroffen. Für eine Windenergieanlage mit 3.000 Jahresvolllaststunden errechnet sich daraus ein maximaler Erlösentgang von rund 1,8 Prozent. Das Auftreten von § 51-relevanten negati-

ven Strompreisen betrifft bisher strukturell primär Windenergieanlagen und nur abgeschwächt auch PV-Anlagen. Da letztere jedoch erheblich weniger Jahresvolllaststunden haben als Windenergieanlagen und § 51-Stunden dadurch prozentual mehr als doppelt so stark ins Gewicht fallen, können sich § 51-Risiken künftig auch für Investoren von neuen PV-Anlagen zu einem Problem entwickeln.

## HÖHE DER KÜNFTIGEN EINBUSSEN HÄNGT WESENTLICH VON DER FLEXIBILISIERUNG DES STROMMARKTES AB

In welchem Ausmaß sich Vergütungsausfallrisiken nach § 51 EEG über die typische Windenergieprojektlaufzeit von 20 Jahren materialisieren, hängt von einer Vielzahl an Faktoren ab. So stehen den Risikofaktoren, die über diesen Zeithorizont eine deutliche Zunahme von Zeiträumen mit negativen Strompreisen erwarten lassen, mögliche Entlastungen aus der Weiterentwicklung der Strukturen im deutschen Strommarkt und der fortschreitenden Integration der Stromnetze auf europäischer Ebene gegenüber. Dies ist ein dynamischer Prozess, dessen Verlauf von vielen Unsicherheiten begleitet wird und zudem stark von Veränderungen der Regierungspolitik beeinflusst werden kann. Nachstehend sind wesentliche systemische Einflussfaktoren der künftigen Entwicklung nach ihrer Wirkungsrichtung im Hinblick auf § 51-Risiken gruppiert.

## LANGFRISTIGE EINFLUSSFAKTOREN AUF § 51-VERLUSTE

	Risikofaktoren	Entlastungsfaktoren
Stromverbrauch	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Verringerung der Stromnachfrage durch Energieeffizienzmaßnahmen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Zunahme der Stromnachfrage infolge einer verstärkten „Elektrifizierung“ des Energieverbrauchs im Wärme- und im Transportsektor, v. a. durch Power-to-Heat, Power-to-Gas und Elektromobilität</li> <li>▶ Zubau von Stromspeicherkapazitäten in Regionen mit hoher Windstromerzeugung</li> <li>▶ Flächendeckender Roll-out von Smart Metering und Einbindung privater Speicherkapazitäten und steuerbarer Verbraucher in das Lastmanagement</li> </ul>
Stromerzeugung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Zunahme fluktuierender EE-Stromerzeugung mit Einspeisevorrang durch weiteren Kapazitätäuzubau</li> <li>▶ Unerwartet hoher Weiterbetrieb von EE-Anlagen nach Auslauf der EEG-Förderung</li> <li>▶ Weiterbetrieb von inflexiblen („must run“)-Kraftwerken und Fortbestand des „Inflexibilitätssockels“ im deutschen Kraftwerkspark</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Verstetigung der dargebotsabhängig fluktuierenden Windstromproduktion durch Erhöhung des Anteils von Offshore- und Schwachwindanlagen mit deutlich höheren Kapazitätsfaktoren</li> <li>▶ Stilllegung von Kraftwerkskapazitäten mit geringer Erzeugungsflexibilität</li> <li>▶ Nach-/Umrüstung von Wärmekraftwerken und KWK-Anlagen mit Elektroheizkesseln</li> </ul>
Stromnetze	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Verzögerungen bei der Umsetzung zentraler Vorhaben des Stromnetzausbaus</li> <li>▶ Abnahme der Stromexporte in die Nachbarländer durch eine Forcierung des dortigen Zubaus von EE-Kapazitäten und/oder durch Betriebsverlängerungen und Bau neuer konventioneller Kraftwerke und AKWs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Ausbau der Transportkapazitäten des Stromnetzes (Abbau von nationalen Stromnetzengpässen auf Ebene der ÜNB)</li> <li>▶ Ausbau der Stromnetze auf VNB-Ebene</li> <li>▶ Ausbau der Stromnetzkopplungen und Transportkapazitäten zu den Nachbarländern und Ausweitung der Stromexporte aus Deutschland</li> </ul>
Sonstiges	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Rückzug Österreichs aus der gemeinsamen Regelzone mit Deutschland</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Erleichterung des kommerziellen Stromspeicherbetriebes durch Entlastungen bei Stromsteuer und Netzentgelten</li> </ul>

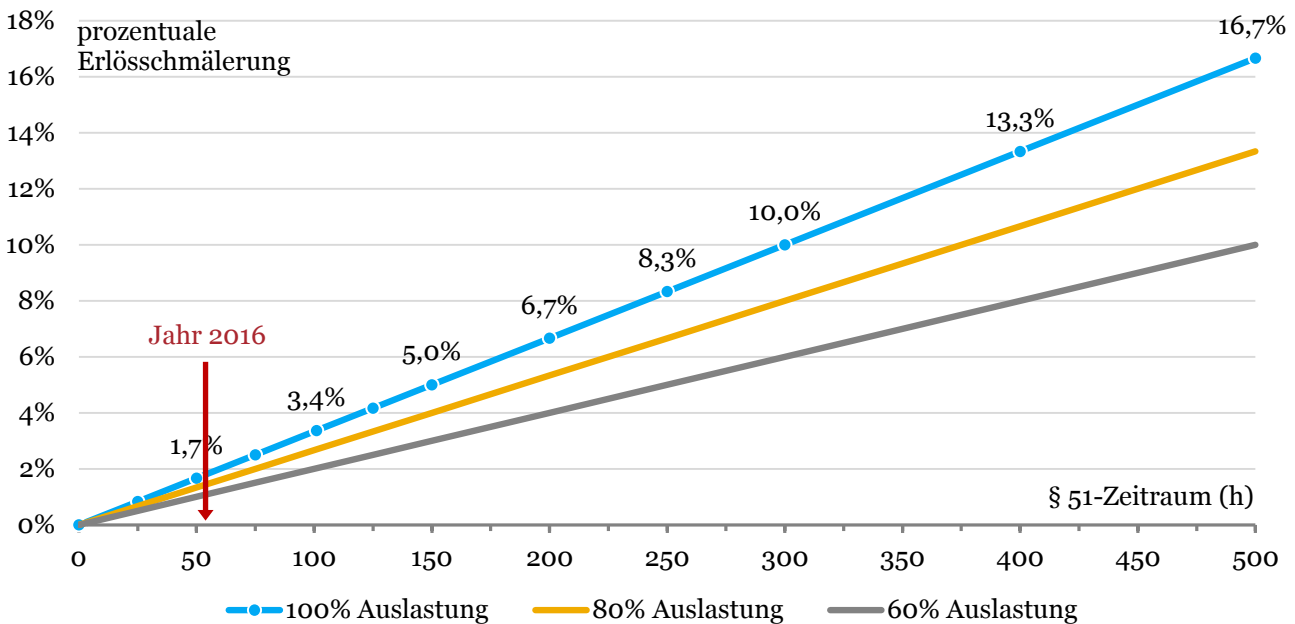
## SIMULATIONSRECHNUNG ZEIGT GRÖSSENORDNUNG

Viele der oben genannten Einflussfaktoren werden in den aus unserer Sicht validen Szenarien der Fraunhofer ISI-Studie zur Entwicklung der § 51-relevanten Zeiten mit negativen Strompreisen bis 2035 berücksichtigt. Demnach würden im Jahr 2035 bei Unterstellung eines auf 3 GW reduzierten Inflexibilitätssockels im Durchschnitt über zehn Windszenarien etwa 5 TWh bzw. drei Prozent der Windstromerzeugung in § 51-relevante Zeiträume fallen.<sup>5</sup>

Da ein Anlagenbetreiber bei negativen Strompreisen außerhalb § 51-relevanter Zeiträume eine Vergütung in Höhe des Anzulegenden Wertes erhält, dieser in § 51-Zeiträumen aber auf null abgesenkt wird, entsteht ihm ein Erlösentgang in Höhe des Produktes aus Stromerzeugungsmenge im § 51-Zeitraum und Anzulegendem Wert. Unterstellt man, dass eine Anlage in § 51-Zeitfenstern unter Vollast Strom produziert, dann entspricht der prozentuale Anteil von § 51-Stunden an der jährlichen Volllaststundenzahl zugleich dem prozentualen jährlichen Erlösentgang für die Anlage. Diese Größe stellt damit eine „Schadensobergrenze“ dar. Für Anlagen, die während § 51-relevanter Zeiten nicht unter Vollast produzieren, reduziert sich die Schadenshöhe entsprechend ihres Auslastungsgrades.

Angesichts der möglichen Bandbreite der Vergütungsverluste, die sich aus § 51-Risiken für die Windparkbetreiber ergeben können, haben wir eine Simulationsrechnung angestellt, um die Auswirkungen dieser Erlösrisiken für Eigentümer und Projektfinanzierer zu quantifizieren. Insbesondere haben wir untersucht, welchen Effekt § 51-Vergütungsverluste auf die erwartete Eigenkapitalrendite haben können und in welcher Höhe Risikoprämien auf den Gebotspreis in den Kapazitätsauktionen für neu zu errichtende Windenergieanlagen erforderlich sein könnten. Dieser Simulationsrechnung liegt eine fiktive, neu zu errichtende Onshore-Windenergieanlage mit Windbedingungen gemäß EEG-Referenzstandortqualität zugrunde. Unterstellt wurden unter anderem eine Jahresproduktion von 3.000 Volllaststunden und ein Anzulegender Wert von 6,5 ct/kWh. Bei den spezifischen Investitions- und Betriebskosten haben wir uns an Erhebungsergebnissen der Deutsche Windguard von Dezember 2015 orientiert.<sup>6</sup>

## ERLÖSSCHMÄLERUNG IN ABHÄNGIGKEIT DER ANZAHL VON § 51-STUNDEN FÜR VERSCHIEDENE AUSLASTUNGSGRAD



Quelle: HSH Nordbank Research; Berechnungen für eine fiktive Anlage mit jährlich 3000 Volllaststunden

## § 51-RISIKEN KÖNNEN ZU INVESTITIONSHEMMNIS WERDEN

Bei einem § 51-relevanten Anteil von drei Prozent der Volllaststunden gemäß oben genanntem Szenario der Fraunhofer ISI-Studie erscheinen die erwarteten Erlösausfälle moderat. Selbst bei Unterstellung eines etwas konservativeren Anteils von fünf Prozent liegt der Erlösentgang noch deutlich unter den jährlichen Ertragsschwankungen, die aus der üblichen Schwankung des Windenergieangebotes resultieren.

Aus Sicht eines Fremdkapitalgebers stellen diese Größenordnungen ein beherrschbares Problem für die Projektfinanzierung dar, solange das Projekt weiterhin durchweg positive Cashflows erwarten lässt. Bei den obigen Größenordnungen ist das der Fall, so dass die hieraus resultierenden Risiken mit Anpassungen in den Kreditverträgen mitigiert werden können.

Anders stellt sich die Situation jedoch aus Investorensicht dar, denn der durch § 51 EEG über die Betriebsdauer verursachte zu erwartende Vergütungsentgang reduziert den Projekt-Cashflow nach Zins- und Tilgungszahlungen und geht allein zu Lasten der Eigenkapitalgeber. Unsere Simulationsrechnungen ergaben eine Größenordnung von etwa 0,9 Prozentpunkten Eigenkapitalrenditerückgang pro Prozentpunkt des Anteils von § 51-Stunden an der Volllaststundenzahl. Bei einer linearen Zunahme der § 51-Stunden von anfänglich 1,5 Prozent der Jahresvolllaststunden im ersten Betriebsjahr auf fünf Prozent im 20. Betriebsjahr bedeutet das einen Rückgang der Eigenkapitalrendite um rund 2,7 Prozentpunkte. Wenn aber nicht mehr eine Eigenkapitalrendite von sieben Prozent, sondern nur noch von 4,3 Prozent erzielt werden kann, dürfte sich für viele Investoren die Frage nach der Sinnhaftigkeit eines Windparkinvestments stellen. Das wiederum bedeutet für Projektierer neuer Windparks ein erhöhtes Risiko, dass ein späterer Verkauf eines neu zu errichtenden Windparks an Investoren mangels attraktiver Rendite nicht mehr – oder nur unter Preisabschlägen – möglich ist. Ob Projektierer ohne eine Kompensation oder zumindest eine Deckelung dieser Risiken noch bereit sein werden, Projekte zu entwickeln, muss bezweifelt werden. Die Unsicherheit über die künftigen Vergütungsverluste kann sich damit bereits auf kurze Sicht als Investitionshemmnis für den weiteren EE-Kapazitätszubau erweisen.

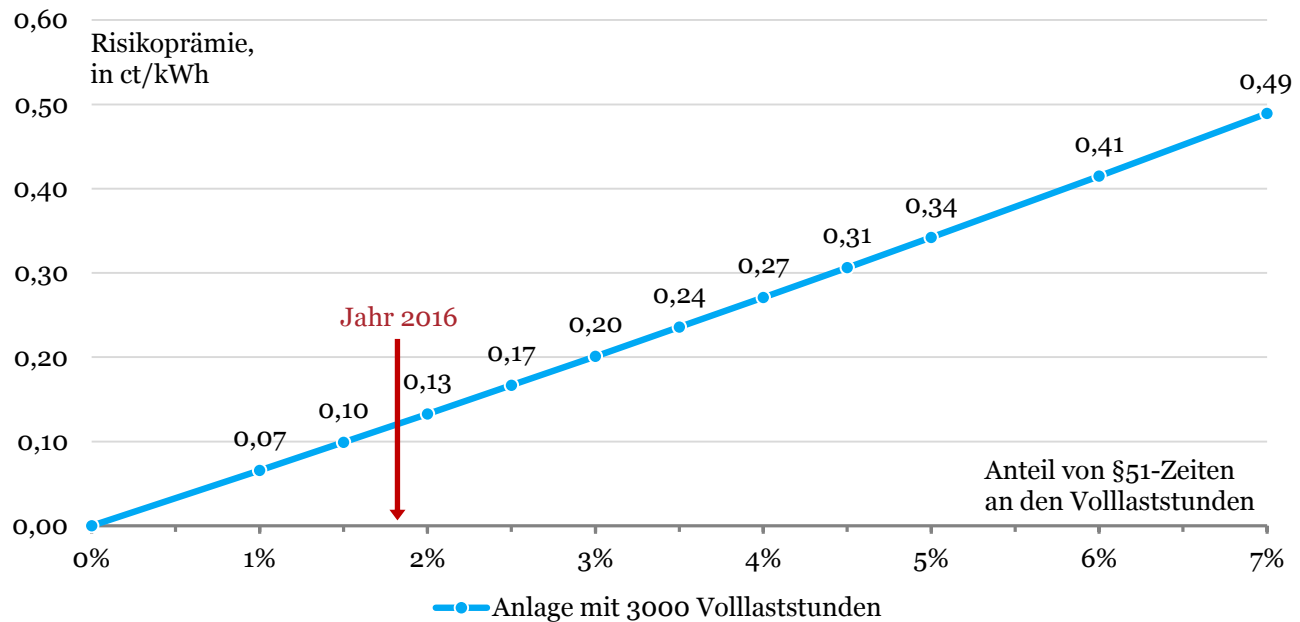
### **AUSWIRKUNGEN AUF DIE ERSTE ONSHORE-AUKTION**

Vor dem Hintergrund der ersten Auktion der Bundesnetzagentur für die Förderung von bis zu 800 MW an neu zu errichtenden Windenergieanlagen an Land Anfang Mai stellt sich die Frage, wie die Projektierer die aus § 51 EEG resultierenden Vergütungsrisiken in ihren Geboten berücksichtigen werden. Das Bundeswirtschaftsministerium, das für die von der Bundesnetzagentur durchzuführende Auktion eine Gebotspreisobergrenze für den anzulegenden Wert von 7,00 ct/kWh für Referenzstandortbedingungen vorgegeben hat, hat natürlich ein Interesse an den möglichen Auswirkungen auf die Gebotshöhe und steht entsprechend im Dialog mit Projektierern, Finanzierern und Direktvermarktern.

Mangels anderweitiger Kompensationsmöglichkeit sollten die Projektierer bei der Auktion jeweils einen Preisaufschlag in ihren Geboten einkalkulieren, mit denen sie die aus § 51 EEG zu erwartenden Erlösschmälerungen ausgleichen können. Angesichts von vermutlich deutlich auseinandergehenden Erwartungen über den Umfang künftiger § 51-relevanter Zeiten ist, gerade in der ersten Auktion, für die noch kein Bieter Anhaltspunkte aus vergangenen Auktionsergebnissen hat, mit einer deutlichen Angebotsspreizung zu rechnen.

Da die Höhe der erforderlichen Risikoprämie im Gebotspreis wesentlich vom unterstellten § 51-Szenario abhängt, haben wir für unsere fiktive Modellanlage simuliert, wie hoch die zur Kompensation erforderlichen Gebotsaufschläge sein müssten, wenn man einen Basis-Gebotspreis (ohne Risikoprämie) für den Anzulegenden Wert in Höhe von 6,5 ct/kWh unterstellt. Ausgehend von einem Niveau der § 51-Stunden als Anteil an den Volllaststunden in Höhe von 1,5 Prozent im ersten Betriebsjahr haben wir dabei über die EEG-Förderdauer jeweils einen linearen Anstieg des § 51-Stundenanteils auf bestimmte „Zielniveaus“ im 20. Anlagenbetriebsjahr unterstellt. Die Ergebnisse, ausgedrückt als Gebotspreisauflschlag auf den unterstellten Anzulegenden Wert, sind in der nachstehenden Grafik abgebildet.

## RISIKOPRÄMIE ZUR KOMPENSATION VON § 51-VERLUSTEN



Quelle: HSH Nordbank Research; Berechnungen für eine fiktive Anlage am Referenzstandort mit 3000 Volllaststunden und einen Anzulegenden Wert vor Risikoprämie von 6,5 ct/kWh, durchschnittlicher Anteil von § 51-Zeiten während der 20-jährigen Förderdauer

Die Simulationsergebnisse ergeben, dass für die im Jahr 2016 § 51-relevante Stundensumme eine Risikoprämie von 0,12 ct/kWh zur Kompensation erforderlich wäre, wenn sich diese über den Förderzeitraum als konstant erweisen würde. Sollte der Anteil der § 51-bedingten Zeiten aber beispielsweise linear von 1,5 Prozent im ersten Jahr auf fünf Prozent der Volllaststundenanzahl im letzten Jahr der Förderdauer ansteigen und damit einen Durchschnittswert von 3,2 Prozent erreichen, wäre ein Risikoaufschlag im Gebotspreis von 0,21 ct/kWh erforderlich, das heißt ein Gebotspreis in Höhe von 6,71 ct/kWh.

Ob die Projektierer Risikoprämien in dieser Höhe in der oder den ersten Auktionen durchzusetzen versuchen und damit Erfolg haben, bleibt abzuwarten. Denn in ihren Gebotsstrategien dürften die Interessenten weitere, konkurrierende Faktoren berücksichtigen, die sie mangels Erfahrungswerten möglicherweise zu einem aggressiveren Gebotsverhalten verleiten könnten. Wer jedoch auf eine adäquate Kompensation für § 51-bezogene Erlösrisiken verzichtet, läuft bei einem späteren Verkauf des Windparks Gefahr, Preisabschläge hinnehmen zu müssen, da die Investoren andernfalls ihr Eigenkapitalrenditeziel nicht mehr erreichen könnten.

## GESETZLICHE MÖGLICHKEIT ZUR ENTSCHÄRFUNG

Alternativ zur Einbeziehung von § 51-Vergütungsrisiken als Risikoprämie in die Gebote bei den Kapazitätsauktionen könnte der Gesetzgeber die hieraus resultierenden Investitionsrisiken auch selbst durch eine Ergänzung des EEG adressieren und dadurch die Investitionssicherheit für die Projektierer und Investoren erhöhen. Wenn diese für § 51-Risiken einen gesetzlichen Ausgleich erhielten, würde das eine Risikoprämie verzichtbar machen. Der Bieterwettbewerb bei den Auktionen würde auf eine für alle Interessenten gleiche effektive Förderdauer fokussiert und niedrigere Zuschlagshöhen ermöglichen.

Beim Umgang mit Vergütungsrisiken aus der Nichtzahlung von Marktprämien bei negativen Strompreisen haben die Mitgliedstaaten im Rahmen der maßgeblichen EU-Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen aus dem Jahr 2014 durchaus Gestaltungsspielraum, wie die unterschiedlichen Regelungen in den Niederlanden und in Dänemark zeigen. Der von der EU-Kommission mit dem sogenannten „Winterpaket“ im November 2016 zur Diskussion gestellte neue Energierahmenentwurf für die nächsten Jahre<sup>7</sup> macht bezüglich des Umgangs mit negativen Strompreisen bei der Förderung der Erneuerbaren Energien keine Vorgaben, sondern führt die bestehenden Leitlinien zur stringenten Marktintegration der Erneuerbaren Energien und der wettbewerblichen Ermittlung der Förderhöhe fort. Dass in diesem Rahmen keine Förderung bei negativen Strompreisen gewährt werden soll, dient dem Ziel der Marktintegration und erfolgt nicht mit dem Zweck, die staatliche Förderung generell zu kürzen. Entsprechend dürfte es die EU-Kommission unseres Erachtens nicht beanstanden, wenn die Mitgliedsstaaten den von ihnen zugesagten Förderzeitraum im Marktprämienmodell mit Ausschreibung als „Nettoförderzeitraum“ definieren.

Die Bundesregierung könnte folglich eine anlagenindividuelle Verlängerung der gesetzlichen Förderdauer für diejenigen Zeiträume, in denen infolge von § 51 EEG keine Marktprämie zu zahlen ist, ins EEG aufnehmen und den Anlagenbetreibern und den ÜNB

entsprechende Erfassungs- und Meldepflichten gegenüber der Bundesnetzagentur auferlegen. Anlagenbetreiber würden dann den per Auktion wettbewerblich ermittelten Anzulegenden Wert für die Stromerzeugung außerhalb von § 51-relevanten Zeiträumen effektiv über 20 Jahre erhalten. Eine solche Regelung würde den Investoren Investitionssicherheit bieten und könnte positive Wirkungen (im Sinne niedrigerer Gebotspreise) auf das Bieterverhalten in den künftigen Kapazitätsauktionen entfalten. Ein Wegfall von Gebotspreisaufschlägen zur Kompensation von § 51-Risiken hätte letztlich auch zur Folge, dass die EEG-Umlage, über die die Finanzierung der zu zahlenden Marktprämien erfolgt, niedriger ausfiele. Insofern wäre das vorgeschlagene „Dranhängen“ von § 51-bedingten Ausfallzeiten an den 20-jährigen Förderzeitraum auch ein Beitrag zur Dämpfung der von den Stromverbrauchern zu tragenden Kosten der EEG-Umlage.

---

<sup>1</sup> EU-Kommission, Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (2014/C 200/01)

<sup>2</sup> Maßgeblich für die Anlagendefinition ist § 24 EEG 2017, wonach mehrere Erzeugungsanlagen in räumlicher Nähe ggf. zu-sammengerechnet werden

<sup>3</sup> Energy Brainpool, Zukünftige Auswirkungen der Sechs-Stunden-Regelung gemäß § 24 EEG 2014, 2014, S. 20

<sup>4</sup> Vgl. insbesondere Fraunhofer ISI et al, Negative Preise auf dem Stromgroßhandelsmarkt und Auswirkungen von § 24 EEG, 2015

<sup>5</sup> Fraunhofer ISI et al, Negative Preise auf dem Stromgroßhandelsmarkt und Auswirkungen von § 24 EEG, 2015, S. 53

<sup>6</sup> Deutsche Windguard, Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland, Update Dezember 2015, S. 30

<sup>7</sup> EU-Kommission, Saubere Energie für alle Europäer (COM (2016) 860), Pressemitteilung vom 30.11.2016 sowie zugehörige Dokumente, abrufbar auf der Website der EU-Kommission (<http://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centered-clean-energy-transition>)

## IMPRESSUM

### HERAUSGEBER / Redaktion und Ansprechpartner

#### HSH NORDBANK AG

**HAMBURG:** Gerhart-Hauptmann-Platz 50, 20095 Hamburg, Telefon 040 3333-0, Fax 040 3333-34001

**KIEL:** Martensdamm 6, 24103 Kiel, Telefon 0431 900-01, Fax 0431 900-34002

www.hsh-nordbank.de

#### ANSPRECHPARTNER

##### UB Unternehmenskunden

Energie & Versorger

Inka Klinger

Leiterin Vertrieb Deutschland

inka.klinger@hsh-nordbank.com

Tel. 040 3333-11343

##### UB Kommunikation

Research

Volker Brokelmann

Senior Analyst

volker.brokelmann@hsh-nordbank.com

Tel. 040 3333-12249

## I. Disclaimer

Die in dieser Kurzstudie enthaltenen Marktinformationen sind von der HSH Nordbank zu allgemeinen Informationszwecken erstellt worden und ausschließlich zur Information bestimmt. Sie ersetzen weder eigene Marktrecherchen noch sonstige rechtliche, steuerliche oder finanzielle Information oder Beratung. Es handelt sich hierbei nicht um eine Kauf- oder Verkaufsaufforderung. Die HSH Nordbank AG weist darauf hin, dass die dargestellten Marktinformationen nur für Personen mit eigener wirtschaftlicher Erfahrung, die die Risiken und Chancen des/der hier dargestellten Marktes/Märkte abschätzen können und sich umfassend aus verschiedenen Quellen informieren, bestimmt sind. Jeder Nutzer dieser Kurzstudie muss sich sein eigenes Urteil darüber bilden, ob die hier präsentierten Daten und Ergebnisse für die von ihm gewählte Verwendung geeignet sind und seinen Ansprüchen genügen. Weder die HSH Nordbank AG noch ihre Organe oder Mitarbeiter können für Verluste haftbar gemacht werden, die durch die Nutzung dieser Kurzstudie oder ihrer Inhalte oder sonst im Zusammenhang mit dieser Kurzstudie entstanden sind.

Die in dieser Kurzstudie enthaltenen Aussagen und Angaben basieren auf Informationen, die die HSH Nordbank gründlich recherchiert, sorgfältig und gewissenhaft ausgewählt hat bzw. aus allgemein zugänglichen, von der HSH Nordbank AG nicht überprüfbaren Quellen, die sie für verlässlich erachtet, bezogen hat. Die HSH Nordbank hält die verwendeten Quellen zwar für verlässlich, kann deren Zuverlässigkeit jedoch nicht mit letzter Gewissheit überprüfen. Die einzelnen Informationen aus diesen Quellen konnten nur auf Plausibilität überprüft werden, eine Kontrolle der sachlichen Richtigkeit fand nicht statt.

Zudem enthält diese Kurzstudie Schätzungen und Prognosen, die auf zahlreichen Annahmen und subjektiven Bewertungen beruhen und lediglich unverbindliche Auffassungen über Märkte und Produkte zum Zeitpunkt der Herausgabe darstellen. Trotz sorgfältiger Bearbeitung übernehmen die HSH Nordbank AG und ihre Mitarbeiter und Organe keine Gewähr für Vollständigkeit, Aktualität und Richtigkeit der bereitgestellten Informationen und Prognosen. Dieses Dokument darf nur gemäß den gesetzlichen Bestimmungen in den jeweiligen Ländern verteilt werden, und Personen, die im Besitz dieses Dokuments sind, sollten sich über die anwendbaren lokalen Bestimmungen informieren.

## II. Urheberrecht

Diese Kurzstudie einschließlich aller ihrer Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Verbreitung, Vervielfältigung, Übersetzung der Kurzstudie oder eine Verwendung von Textteilen und/oder Grafiken in anderen Medien ist nur unter Nennung der HSH Nordbank AG als Herausgeber gestattet.