



Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V. (BWO)

Schiffbauerdamm 19
10117 Berlin

Telefon
030-28444650

E-Mail
info@bwo-offshorewind.de

Stellungnahme des BWO zum

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften

mit freundlicher Unterstützung der Stiftung Offshore-Windenergie

© Deutsche Bucht/ MHI Vestas



Zusammenfassung:

Der Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V. (BWO) dankt für die Möglichkeit, Stellung zum Gesetzentwurf zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften, zu beziehen. Als Vertretung der Betreiber von Offshore-Windparks in Deutschland, unterstützt von der Stiftung Offshore-Windenergie, machen wir von dieser Möglichkeit gerne Gebrauch.

Wir verweisen an der Stelle aber auch auf die laufende Diskussion zur Novelle des WindSeeG, die viele der für Offshore-Wind relevanten Fragen regeln soll. Dazu gehören beispielsweise Fragen der Ausbauziele und des Ausschreibungsdesigns.

Der BWO macht folgende grundlegende Anmerkungen:

- Wir begrüßen, dass das EEG 21 das Ziel verankert, dass die Stromversorgung in Deutschland im Jahr 2050 treibhausgasneutral werden soll. Damit bestätigt die Politik den begonnenen Kurs. Das schafft Planungssicherheit für die Erzeuger und Verbraucher grünen Stroms.
- Aus den gleichen Gründen begrüßen wir die Verankerung des Ziels, dass bis 2030 65 Prozent des deutschen Stroms aus erneuerbaren Energien stammen soll. Klare Ausbaupfade sind wichtig, um das Erreichen der Ziele zu planen und ggf. nachsteuern zu können. Überdies begrüßen wir ausdrücklich, dass eine Flexibilisierung nach oben für eine mögliche Anhebung der europäischen Ziele aufgegriffen wird.
- Schließlich begrüßen wir den Vorschlag, die Produktion von grünem Wasserstoff von der EEG-Umlage zu befreien und unterstützen ausdrücklich eine zeitnahe Umsetzung.

Der BWO sieht folgende Hauptkritikpunkte:

- Grundsätzlich ist der Versuch einer stärkeren Marktintegration zu begrüßen. Die Abschaffung der Vergütung von Erneuerbare-Energien-Anlagen bei negativen Börsenpreisen für Neuanlagen vergrößert das Erlösrisiko für Betreiber allerdings erheblich. Um dieses Risiko zu begrenzen, sind Kompensationsmaßnahmen unbedingt erforderlich. Auch muss beim Bestandsschutz für Pilotanlagen in punkto negativer Preise nachgebessert werden.
- Die in der Gesetzesbegründung angekündigte Debatte um das Marktdesign für die Finanzierung Erneuerbarer Energien wird ausdrücklich begrüßt. In diesem Zusammenhang ist jedoch unbedingt zu vermeiden, dass die Förderung Erneuerbarer Energien endet, bevor ein geeignetes Marktdesign entwickelt und implementiert worden ist. Der Wunsch nach einem vollständig marktgetriebenen Ausbau von Erneuerbaren Energien bis zum Vollzug der Energiewende ist nachvollziehbar und durchaus erstrebenswert. Hierfür müssen allerdings zahlreiche Parameter justiert werden und das Marktdesign für Strom nachhaltig überarbeitet werden. Vor diesem Hintergrund empfehlen wir, die Abschaffung des EEG an das Vorhandensein eines solchen marktlichen Rahmens zu knüpfen. Auch geben wir zu bedenken, dass Kriterien des EEG-Systems wie der Einspeisevorrang und die Abnahmeverpflichtung der Übertragungsnetzbetreibers erhalten bleiben müssen.

Stellungnahme im Detail:

1. Verankerung des 65-Prozent-Ziels	3
2. Internationale Projekte	4
3. BNK-Pflicht für Windenergieanlagen auf See	4
4. Innovationsausschreibungen.....	5
5. Marktprämie.....	5
6. Insolvenz des Anlagenherstellers.....	6
7. Zahlungsanspruch für Zeiten negativer Preise	7
8. Konkretisierung des § 17 e Abs. 1 und 3 Energiewirtschaftsgesetz.....	10
8.1 Ausweitung Definition § 17e Abs. 3 Satz 2 EnWG auch für Störungen	11
8.2 Definition Wartungsarbeiten	11

1. Verankerung des 65-Prozent-Ziels

Wir begrüßen ausdrücklich die Verankerung des 65-Prozent-Ziels, das vorschreibt, dass bis 2030 65 Prozent des deutschen Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien stammen soll. Klare Ausbaupfade sind wichtig, um das Erreichen der Ziele zu planen und ggf. nachsteuern zu können. Dabei begrüßen wir ausdrücklich, dass eine Flexibilisierung nach oben für eine mögliche Anhebung der europäischen Ziele aufgegriffen wird.

Grundsätzlich ist es nachvollziehbar, dass die Ziele für Windenergie auf See im speziellen Windenergie-auf-See-Gesetz geregelt werden. Auch wenn das 20 GW-Ausbauziel bis 2030 richtigerweise im EEG-E § 4 Nr. 2 festgehalten wird, fehlen dennoch viele Querverbindungen. Das hat zur Folge, dass im Falle des Nichterreichens von Sektorenzielen, Offshore-Windenergie aktuell nicht bei der Nachsteuerung berücksichtigt würde. Nach § 97 EEG-E stünde zur Kompensation bspw. eines erhöhten Stromverbrauchs nur die „die Erhöhung der Ausschreibungsvolumen nach den §§ 28 bis 28c“ EEG-E zur Verfügung, d.h. Windenergie an Land, solare Strahlungsenergie, Biomasse und Innovationsausschreibungen. Grundsätzlich halten wir es für sinnvoll, hier auch Windenergie auf See aufzugreifen.

Auch sollte u.E. unbedingt das Ziel von 40 GW Offshore-Wind bis 2040 verankert werden.

2. Internationale Projekte

§ 5 Absatz 3 EEG-E erlaubt, dass zukünftig bei internationalen Projekten bei Offshore-Wind auf das Prinzip der Gegenseitigkeit zu verzichten. Auch entfällt die Mengenbegrenzung für Anlagen im Bundesgebiet, die durch andere EU-Mitgliedsstaaten gefördert werden dürfen. Durch diese Maßnahmen sollen die nationalen Fördersysteme weiter geöffnet werden. Ziel ist es, gemeinsame Projekte im Ausland sowie grenzüberschreitende Projekte weiter zu fördern. Dabei sollen Strommengen, die in grenzüberschreitenden Projekten produziert werden, auch auf die nationalen und europäischen Offshore-Ziele angerechnet werden können.

Wir befürworten diese Idee grundsätzlich. Erfahrungen mit ersten Projekten wie Kriegers Flak, das in den Ausschließlichen Wirtschaftszonen (AWZ) Dänemarks, Schwedens und Deutschlands in der Ostsee liegt, zeigen aber die Komplexität der Idee. Insofern ist es gut, dass die Nordseekooperation das Thema priorisiert. Unseres Erachtens braucht es hier noch mehr Pilotprojekte.

3. BNK-Pflicht für Windenergieanlagen auf See

Wir sind weiterhin nicht überzeugt, dass die Umrüstungspflicht mit BNK für Windenergieanlagen auf See tatsächlich der Akzeptanzförderung dient. Aktuelle Studien belegen ein hohes Akzeptanzniveau der Offshore-Windenergie in der Bevölkerung, unabhängig von der geographischen Verteilung der Befragten¹. Im Rahmen der vorherigen EEG-Novellierung sowie in nachfolgenden Fachdiskussionen sind aus unserer Sicht diesbezüglich auch keine überzeugenden Belege seitens der Befürworter vorgebracht worden. Auf etwaige andere Begründungen nimmt das EEG in der Gesetzesbegründung zu § 9 EEG 2017 keinen Bezug.

Auf Basis dieser nicht überzeugenden Begründungslage haben wir uns dafür eingesetzt, die Umrüstungspflicht für Offshore gänzlich auszusetzen, weil ein möglicher Mehrwert sowie Aufwand und Belastung für die betroffenen Unternehmen für uns in einem zweifelhaften Verhältnis stehen.

Sofern der Gesetzgeber daran festhält, dass die Regelungen der bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung auch für Offshore-Windenergie gelten sollen, so empfehlen wir zumindest eine Übergangsfrist von mindestens 3 Jahren, um den vielfältigen Herausforderungen im Offshore-Bereich begegnen zu können und eine Umrüstung aller betroffenen Anlagen zu ermöglichen.

Zentrale Herausforderungen hier sind:

- die aus technischer Sicht höheren Anforderungen an BNK-Systeme im Offshore-Bereich,
- längere Planungshorizonte für Offshore-Kampagnen bei gleichzeitig geringeren Arbeitszeitfenstern aufgrund limitierender Umgebungsbedingungen (Hauptkonzentration auf Sommermonate),
- Corona-bedingte Verzögerungen in den Kampagnenplanungen der Offshore-Betreiber, die bereits jetzt notwendige Arbeiten auf das kommende Jahr haben verschieben müssen,

¹ YouGov im Auftrag des BWO, 2020.

- die fehlenden Erfahrungen bei der Installation und der entsprechend fehlenden Marktreife und Verfügbarkeit, speziell von (transponderbasierten) Systemen im Offshore-Bereich, die hohen regulatorischen Anforderungen unterworfen sind. Hinzu kommt, dass der analoge technische Standard für die AWZ erst am 17. August 2020 veröffentlicht worden ist und damit erst seit kurzem mehr Klarheit für den Offshore-Bereich für die Umsetzung auf Seiten der Marktakteure geschaffen wurde.

4. Innovationsausschreibungen

Wir begrüßen ausdrücklich, dass die Innovationsausschreibungen nach § 28c EEG-E aufgestockt und mit einem Horizont bis 2028 verstetigt werden. Beides sorgt u.E. für Planungssicherheit und kann dazu beitragen, dass das Instrument seine Wirkung entfalten kann. Dabei begrüßen wir auch, dass nicht erfolgte Zuschläge nicht verloren gehen, sondern im Folgejahr ausgeschrieben werden.

Kritisch sehen wir hingegen die nunmehr unterjährige BNetzA-Festlegung, die Höchstwerte bei Ausschreibungen nur noch nach unten zu korrigieren. Zudem ist fraglich, warum in der Ausschreibung weiterhin die Erbringung von Systemdienstleistungen unberücksichtigt bleibt. § 39j Abs. 3 EEG 2017 hatte bereits gefordert, „dass besonders netz- oder systemdienliche technische Lösungen gefördert werden“ sollen. Des Weiteren sollte Windenergie auf See explizit als antragsberechtigt aufgenommen werden.

5. Marktprämie

Aus Sicht des BWO stellt die Umstellung des technologiespezifischen Referenzmarktwertes auf ein Jahresmittel keine signifikante Änderung zum Status Quo dar. Die Umstellung von einer monatlichen auf eine jährliche Berechnung der Referenzmarktwerte setzt zwar den Anreiz, die Anlagenauslegung auch im Hinblick auf saisonale Rahmenbedingungen zu optimieren. Hieraus könnte möglicherweise ein Anreiz zur Einspeisung von Strom in Stunden mit hoher Nachfrage resultieren. Dem gegenüber steht u.E. allerdings eine leichte Reduktion der zu erwartenden Einnahmen aufgrund der veränderten Abrechnungsmethodik.

Ganz grundsätzlich verweisen wir an dieser Stelle auf die Vorteile der Weiterentwicklung der bestehenden Direktvermarktung hin zur symmetrischen Marktprämie bzw. Contracts for Difference (CfD) oder auch Differenzverträge genannt. Der gesetzliche Anpassungsbedarf ist minimal, weil das CfD-Modell auf bereits bestehenden Strukturen basiert. Die Weiterentwicklung des bestehenden Marktprämienmodells hin zum CfD-Modell erfordert vornehmlich punktuelle Ergänzungen des EEG und des WindSeeG:

- Spiegelbildlich zum Zahlungsanspruch des Anlagenbetreibers in § 19 EEG wird eine Zahlungspflicht des Anlagenbetreibers eingeführt für den Fall, dass die Strompreise über den Zuschlagswert steigen. Erlöse, die über den CfD-Preis hinausgehen, sind demnach an das EEG-Konto bzw. die zuständigen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) abzuführen.

- Dazu wird ergänzend zu den Vergütungsmodellen der Einspeisevergütung (§ 21 EEG) und der Marktprämie (§ 20 EEG) ein neuer § 20a EEG eingefügt, der die Rechte und Pflichten der Anlagen- und Netzbetreiber unter dem CfD-Modell regelt. Klargestellt wird darin auch, dass Anlagenbetreiber nicht, wie bisher nach § 21b EEG möglich, von der CfD-Vergütung in eine andere Vermarktungsform wechseln können (keine Ausstiegsmöglichkeit).
- Flankierend dazu wird die in der Anlage 1 zum EEG festgelegte Berechnungsmethode angepasst, indem eine negative Marktprämie eingeführt wird (insb. durch eine Änderung der Ziff. 1.2. in der Anlage 1). Ferner ist dort eine Regelung zur Saldierung von positiven und negativen Differenzbeträgen durch die ÜNB aufzunehmen.
- Das WindSeeG wird geringfügig an die neuen Vergütungsregelungen des EEG angepasst. Soweit das WindSeeG auf die entsprechenden Regelungen verweist (insbesondere in § 24 Abs. 1 Nr. 2 WindSeeG), tritt fortan an die Stelle der Marktprämie (§§ 19, 20 EEG) das CfD-Modell (§§ 19, 20a EEG) in Kraft.

Differenzverträge bieten enorme Vorteile, da sie die Kosteneffizienz des weiteren Ausbaus Erneuerbarer Energien verbessern und gleichzeitig das Erreichen der CO₂-Minderungsziele sichern. Weiterführende Informationen zum CfD-Modell können hier abgerufen werden: <https://www.bwo-offshorewind.de/cfd/>.

6. Insolvenz des Anlagenherstellers

§ 59 Absatz 2a WindSeeG-GesEntw macht Vorgaben zur Insolvenz des Herstellers. Das begrüßen wir ausdrücklich. Eine Verlängerung der Realisierungsfristen für zukünftige Projekte bei einer Insolvenz des Anlagenherstellers erhöht die Planungssicherheit während der Errichtungsphase. In diesem Zusammenhang möchten wir auch auf die bereits in der Errichtung befindlichen Projekte hinweisen, die von einer Insolvenz eines Anlagenherstellers aktuell betroffen sind. In diesen Projekten verringert sich der anzulegende Wert im Jahr 2020 gem. § 47 Abs. 5 EEG gegenüber den im Jahr 2019 geltenden anzulegenden Werten um 1 Cent pro Kilowattstunde. Für eine Härtefallklausel im Falle eines Insolvenzverfahrens müsste daher die Degression nach § 47 Abs. 5 EEG ausgesetzt werden. Daher sollte dem § 47 Abs. 5 EEG folgender Satz 2 ergänzt werden:

„Satz 1 Nummer 1 gilt auch für Windenergieanlagen auf See, deren Inbetriebnahme für das Jahr 2019 geplant war, die aber infolge der Eröffnung eines Insolvenzverfahrens über das Vermögen des Herstellers von Windenergieanlagen auf See, auf welchen die Genehmigung ausgestellt war, erst im Jahr 2020 in Betrieb genommen werden.“

Auch sollte diese Regelung auf wichtige Zulieferer anderer Bauteile ausgeweitet werden. Absatz 2a sollte wie folgt angepasst werden:

„...über das Vermögen eines Herstellers von Windenergieanlagen auf See oder einem anderen Zulieferer, der für die Fertigstellung des Windparks essentiell ist z.B. Fundament- oder Kabellieferant ein Insolvenzverfahren eröffnet worden ist und...“

„und mit dem mit dem Hersteller bzw. Zulieferer verbindliche Verträge über die Lieferung von Windenergieanlagen auf See des Herstellers oder anderer wesentlicher Teile / Arbeiten abgeschlossen wurden.“

7. Zahlungsanspruch für Zeiten negativer Preise

§ 51 EEG-E in Verbindung mit § 100 EEG-E sieht vor, dass für jede Viertelstunde, für die im Day-Ahead-Handel ein negativer Preis auftritt, die Förderung entfallen soll. Das hat weitreichende Folgen. Auswertungen der letzten Jahre zeigen, dass Zeitintervalle mit weniger als sechs negativen Stunden zeitgewichtet doppelt so häufig aufgetreten sind als sechs aufeinander folgende negative Stundenpreise. Das heißt, dass es viele Stunden mit negativen Preisen gab, die jedoch auf der Sechsstundenebene nicht relevant waren. Durch diese Neuregelung erhöhen sich die Erlösrisiken im EE-Bereich. Gleichzeitig bleibt zu würdigen, dass es aus energiewirtschaftlicher Sicht sinnvoll sein kann, keine Vergütung in Zeiten negativer Preise zu gewähren.

Das Auftreten niedriger Marktpreise ist der naturgegebenen Gleichzeitigkeit der dargebotsabhängigen Erzeugung und somit volatilen Einspeisung geschuldet. Der regulatorische Rahmen bestimmt dabei, ob und in welchem Umfang negative Preise auftreten. Die vorgeschlagene Änderung von sechs Stunden auf 15 Minuten ist das beste Beispiel dafür. Werden zudem etwa Ausbaukorridore für Erneuerbare-Energien-Anlagen erhöht, vergrößert sich die witterungsbedingt gleichzeitige Stromerzeugung. Diese Anhebung des Angebots führt bei gleichbleibender Nachfrage zu sinkenden Marktpreisen. Umgekehrt steigen die Marktpreise, wenn die Erzeugung zum Beispiel witterungsbedingt niedrig ist und die Nachfrage steigt oder konstant bleibt. Der Marktpreis ist also ein Knappheitssignal und ein Indikator für den Bedarf an Flexibilität. Allerdings wird dieses Flexibilitätssignal beim Endverbraucher durch die Abgaben und Umlagen überlagert, so dass die Wirkung dieses Signals auf der Nachfrageseite stark eingeschränkt wird.

Grundsätzliche Würdigung

Die Regel basiert auf den Anforderungen der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission in den Randnummern 124 Satz 2 Buchstabe c und 125. Diese machen Vorgaben, dass ein „Anreiz für die Integration von Strom aus erneuerbaren Energiequellen in den Markt zu schaffen“ und für Beihilfemaßnahmen u. a. die Voraussetzung zu erfüllen sei, dass „Maßnahmen getroffen [werden], um sicherzustellen, dass die Stromerzeuger keinen Anreiz haben, Strom zu negativen Preisen zu erzeugen.“

Aus Sicht der Anlagenbetreiber ist die Regelung mit vier Problemen behaftet:

Erstens schießt die Regelung teilweise über das erklärte Ziel einer Vermeidung der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu negativen Preisen hinaus, da die Regelung an den Marktdaten des Vortages (Tag vor der Lieferung) anknüpft, obwohl die Strommengen am Liefertag ggf. am Intraday-Markt zu mehr als 0 EUR/MWh, also zu positiven Preisen, tatsächlich verkauft werden können (teilweise Zweckverfehlung). Der Anlagenbetreiber verliert also die Marktpremie, obwohl er am Liefertag erneuerbaren Strom erzeugt hat, den sein Direktvermarkter tatsächlich zu positiven Preisen am Markt veräußern konnte. Auch kommt das Problem hinzu, dass der Referenzwert ungenügend definiert ist. Im aktuellen Entwurf EEG-E 21 werden diesbezüglich nur „mehr als 15 Minuten negative

Strompreise“ angeführt. Wichtig ist hierbei, dass weiterhin eine Referenzierung auf die Day-Ahead Spot Auktion (gegenwärtig noch mit stündlichen Preisen) vorgenommen wird. Es gibt im Day-Ahead-Handel auch eine Auktion mit 15-Minuten-Preisen, diese dient allerdings nicht als Referenz, da ein Großteil der Leistung auf der Stundenauktion vermarktet wird. Auch zur Bestimmung des Energiemarktwerts wird bereits die Stundenauktion verwendet. Dementsprechend sollte hier auch kein Index-Wechsel stattfinden.

Zweitens wird bereits die bisher geltende Regel nach § 51 EEG 17 immer öfter angewendet, so dass Anlagenbetreiber bzw. Investoren diese zunehmenden und nur sehr schwer prognostizierbaren Erlösausfälle bei der Abgabe von Geboten bei Ausschreibungen der Bundesnetzagentur als Risiko einpreisen müssen (volkswirtschaftlich unerwünschte Nebenfolge). Wenn bezuschlagte Angebote diesen kalkulatorischen Preisaufschlag enthalten, zahlt der Stromverbraucher über die EEG-Umlage diesen Risikozuschlag über die gesamte Förderdauer von zwanzig Jahren mit. Allein im Februar 2020 fielen 75 Stunden in die sogenannten 6-Stunden-Blöcke. Das entspricht 11 Prozent der Zeit im Februar (75h / (29 Tage x 24 h)) und mindestens dem gleichen Anteil der Produktion. Laut Expertenschätzungen beliefen sich die Verluste für die Windparks auf See auf etwa 50 Millionen Euro. Ereignisse wie jetzt aktuell die COVID-19-Pandemie verstärken den Effekt und führen zu erheblichen Risiken auf Seiten der Betreiber. Als Konsequenz steigen die Kosten zukünftiger Projekte, da die Risiken in Form höherer Kapitalkosten eingepreist werden müssen. Bei einer Umstellung auf 15-Minuten-Blöcke verschärft sich dieses Problem signifikant. Neben dieser Kostensteigerung folgen aus der vorgesehenen Regelung weitere Kosten, denn um die Ausbauziele zu erreichen, müssen nun mehr Erzeugungsanlagen errichtet werden, um die Ausbauziele zu erreichen, da der Strom aus den bestehenden Erzeugungsanlagen aufgrund von § 51 EEG-E abgeregelt werden wird.

Drittens stehen die Marktdaten, die Direktvermarkter benötigen, um auf die Sechs-Stunden-Regel nach § 51 EEG 17 reagieren zu können, nicht mit hinreichender Sicherheit zur Verfügung. Für Direktvermarkter besteht durch den § 51-EEG ein Prognose- und damit ein finanzielles Risiko. Sie müssen abschätzen, wann der § 51-EEG-Fall eintreten wird. Von dieser Einschätzung hängt die vermarktete SPOT-Angebotsmenge ab. Schätzt der Direktvermarkter ein, dass der § 51-EEG Fall eintreten wird, wird die gesamte oder eine entsprechende Teilmenge der erwarteten vom § 51-EEG betroffenen Produktionsmenge nicht in der SPOT-Auktion angeboten bzw. vice versa. Dieses Zurückhalten von Mengen führt zu Preisänderungen in der SPOT-Auktion. Hierdurch erhöht die § 51-EEG-Regel die Intradaymengen, weil durch Fehleinschätzungen Direktvermarkter größere Short- bzw. Long- Positionen auf dem Intradaymarkt ausgleichen müssen. Da die Einschätzung der Direktvermarkter gewissen Prognoserisiken unterliegt und Direktvermarkter unterschiedliche Auffassungen über den Eintritt des § 51-EEG-Falls haben können, führt die § 51-EEG Regel dazu, dass die SPOT-Preisprognose für mögliche § 51-EEG-Stunden ungenauer wird als für SPOT Stunden, in welchen mit hoher Wahrscheinlichkeit negative Stunden ausgeschlossen werden können. Für Direktvermarkter ist es durch das schwer abzuschätzende Marktverhalten anderer Direktvermarkter kaum möglich, die § 51-EEG relevanten Stunden korrekt zu prognostizieren.

Viertens bleibt unverständlich, warum die Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen künftig auch auf Pilotwindenergieanlagen auf See anzuwenden ist. Ursprünglich waren diese gem. § 51 Abs. 3 Nr. 4 EEG 2017 von der Anwendung ausgeschlossen. Eine Ausnahmeregelung müsste auch in die Neufassung des § 51 EEG-E aufgenommen werden, da eine hinreichende Anreizwirkung für Pilotwindenergieanlagen sonst nicht mehr gegeben sei.

Unseres Erachtens stellt der § 51 in der Fassung nach EEG 17 und EEG 21 die Vermarkter bei der Einschätzung der tatsächlichen „day-ahead“ Marktlage vor sehr praktische Probleme. Das führt in der Folge ggf. zu Verwerfungen im Intraday-Handel an der Strombörse und stellt in der langfristigen Kalkulation der Projekte ein Einnahmerisiko für Anlagenbetreiber dar, das die Verbraucher durch höhere Preise für erneuerbare Erzeugungsanlagen bezahlen. Dieses Risiko nimmt durch die wirtschaftliche Abkühlung im Zuge der COVID-19 Pandemie weiter zu.

Als BWO sehen wir vier Maßnahmen, die auch teilweise ergänzend zum Einsatz kommen können:

Maßnahme Eins: Flexibilisierung der Nachfrage

Entgegen der Argumentation in der Gesetzesbegründung signalisieren die negativen Preise insbesondere, dass die Nachfrageseite noch nicht ausreichend auf das zusätzliche Angebot erneuerbarer Energien reagiert. Dieses Problem kann nur bedingt durch Technik oder Kooperationen gelöst werden. Eine Neugestaltung des Abgaben- und Umlagensystems verhindert derzeit, dass die Marktsignale bei möglichen Nachfragern auch ankommen und ein Anreiz zur flexibleren Nachfrage entsteht. Als Konsequenz einer Reform des Abgaben- und Umlagensystems würde der Marktpreis nicht verwässert und könnte beim Endverbraucher eine veränderte Nachfrage auslösen. Die Häufigkeit negativer Preise würde damit abnehmen.

Maßnahme Zwei: Deckelung und Kompensation der Anzahl der §51-EEG Stunden

Die Einführung eines Selbstbehalts mit Deckelung der Anzahl der Stunden (Siehe Maßnahme drei) mit negativen Preisen würde das Risiko für die Betreiber und Banken kalkulierbarer machen. Mit Erreichen des Deckels würde jedoch keine erneute Zahlung der Markprämie einsetzen, sondern für die Nichteinspeisung eine Kompensation der Ausfallarbeit in Analogie zum Einspeisemanagement erfolgen. Alternativ ist eine entsprechende Förderverlängerung um die Zeiten der Anwendbarkeit von § 51 EEG 2021 denkbar. Somit würde die Effektivität der Regelung mit Blick auf den Anfall negativer Preise nicht verschlechtert. Gleichzeitig könnte eine solche Deckelung auch den volkswirtschaftlich unproduktiven Anstieg der (Finanzierungs-)Kosten für neue Erneuerbaren-Energien-Projekte reduzieren. Die Anzahl der Stunden, ab der eine Abregelung mit Kompensation der Ausfallarbeit erfolgt, liegt dabei abhängig von der Ausgestaltung entweder höher (variabler Selbstbehalt - nur bei tatsächlichem Auftreten von negativen Preisen) oder niedriger (fixer Selbstbehalt - unabhängig von der Anzahl der negativen Preisen). Eine solche Deckelungsregelung ist beispielsweise in Frankreich bereits gängige Praxis und hat erfolgreich zu einer weiteren Flexibilisierung der Erneuerbaren-Einspeisung beigetragen.

Maßnahme drei: Stundenreferenz für die Anzahl der §51-EEG-Stunden

Wir sprechen uns dafür aus, die Referenz für Negativpreise nicht auf den 15-Minuten-Kontrakt auszulegen, sondern auf den Stundenkontrakt. Hintergrund ist, dass der Stundenkontrakt deutlich liquider ist und somit ein deutlich besseres Bild der tatsächlichen Marktlage widerspiegelt als der 15-Minuten-Kontrakt. Er ist zudem im innereuropäischen Stromhandel mit anderen Märkten verknüpft.

Maßnahme vier: Änderung des Euphemia-Preis-Algorithmus, genutzt durch die EPEX SPOT SE

Der Euphemia Preis Algorithmus, welcher zur Bildung der EPEX SPOT Preise innerhalb der Northern Western Europe (NWE) Region genutzt wird, sollte dahingehend angepasst werden, dass Direktvermarkter die Möglichkeit erhalten § 51-EEG-Volumina ohne Preisrisiko anbieten zu können,

d.h. die angebotenen Volumina sollten für § 51-EEG-Zeiträume nicht verkauft werden, wenn negative SPOT-Preise durch den Algorithmus ermittelt werden.

Darüber hinaus sollte beim Bestandsschutz für innovative Pilotanlagen nachgebessert werden:

Wichtig und begrüßenswert ist der Bestandsschutz nach § 100 Abs. 1 i. V. m. § 100 Abs. 2 Nr. 13 EEG-E. Dieser sollte jedoch mit Blick auf die innovativen Konzepte der Pilotwindanlagen nachgebessert werden, die sich nicht durch einen Zuschlag Bestandsschutz sichern können und ein vorgelagertes Nachweisverfahren zur Belegung der Voraussetzungen durchzuführen haben. Demensprechend sollte § 100 Abs. 1 ergänzt werden:

„3. die vor dem 01.01.2021 als Pilotwindanlage an Land i. S. v. § 3 Nr. 37 EEG durch das Bundeswirtschaftsministerium oder als Pilotwindenergieanlage auf See i. S. v. §3 Nummer 6 WindSeeG durch die Bundesnetzagentur festgestellt worden sind,“

8. Konkretisierung des § 17 e Abs. 1 und 3 Energiewirtschaftsgesetz

Das BMWi hat am 22.04.2016 einen Evaluierungsbericht gemäß § 17i EnWG vorgelegt, mit dem die Angemessenheit der Ende 2012 in Kraft getretenen Haftungsregelungen in § 17e ff. EnWG untersucht werden sollte. Auf Seite 21 des Evaluierungsberichtes wird der Selbstbehalt der Windparkbetreiber mit dem Hinweis angesprochen, dass nur vereinzelt ganztägig Störungs- bzw. Wartungsarbeiten vorliegen. In der Konsequenz wurde § 17e Absatz 3 EnWG durch das Änderungsgesetz zum Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz hinsichtlich des Selbstbehaltes der Offshore-Windparkbetreiber bei Wartungsarbeiten des Übertragungsnetzbetreibers dahingehend geändert, dass bei der Berechnung der Tage die vollen Stunden, in denen Wartungsarbeiten vorgenommen werden, zusammengerechnet werden, also jede Stunde für den Selbstbehalt zählt.

In der Gesetzesbegründung heißt es hierzu:

„Mit dem neuen § 17e Absatz 3 Satz 2 EnWG wird die Berechnung des Selbstbehalts der Betreiber von Windenergieanlagen auf See für betriebsbedingte Wartungen der Offshore-Anbindungsleitung geändert. Der Selbstbehalt wurde bisher anhand voller Kalendertage (24 Stunden) berechnet. In der Praxis kommt bei Wartungen eine Abschaltung der Offshore-Anbindungsleitung für einen ganzen Tag nur selten vor. Daher wird von der tagesscharfen auf eine stundenscharfe Berechnung umgestellt. Die vollen Stunden, in denen der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber die Wartung ausführt, werden summiert. Angefangene Stunden bleiben unberücksichtigt. Überschreitet die Summe der Wartungsstunden eines Betreibers von Windenergieanlagen auf See insgesamt zehn Tage, d.h. 240 Stunden, beginnt der Anspruch des Betreibers von Windenergieanlagen auf See auf eine wartungsbedingte Entschädigung nach § 17e Absatz 1 Satz 1 EnWG.“²²

²² Änderungsantrag der Fraktionen der CDU/CSU und SPD zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksachen 18/10209, 18/10352 –, S. 191

Unabhängig davon, wie die bisherige Berechnung der Selbstbehalte zu verstehen ist (die Auslegung „voller Kalendertag“ ist nicht zwingend) bietet sich die Klarstellung auch hinsichtlich der Störungssachverhalte in § 17e Abs. 1 EnWG an (9a.).

Zudem bedarf es zur Klarstellung einer Definition des Begriffes „Wartung“ in § 17e Abs. 3 EnWG, um Schwierigkeiten in der Praxis zu begegnen (9b.).

8.1 Ausweitung Definition § 17e Abs. 3 Satz 2 EnWG auch für Störungen

Durch die vorgenannte Ergänzung in § 17e Abs. 3 Satz 2 EnWG, dass bei der Berechnung der Tage die vollen Stunden, in denen Wartungsarbeiten vorgenommen werden, zusammengerechnet werden, wurde klargestellt, dass 240 Stunden Wartungsarbeiten über das Jahr verteilt eine Pflicht des Übertragungsnetzbetreibers zur Zahlung von Entschädigungen gemäß § 17e Abs. 3 Satz 1 EnWG auslösen.

In der Gesetzesbegründung wird darauf hingewiesen, dass ganztägige Wartungsereignisse selten vorkommen und deshalb eine stundenweise Betrachtungsweise anzulegen sei. Wie im oben erwähnten Evaluierungsbericht des BMWi aufgeführt, gilt dies nicht nur für Wartungsereignisse, sondern auch – und insbesondere – für Störungeereignisse. Diese werden aktuell jedoch tageweise abgerechnet. Statistisch unterlegt wird dies beispielhaft durch die Darstellung der Netzausfall- und Störungszeiten des Anschlusses des Trianel Windparks Borkum für das erste Halbjahr 2019. Die dort aufgeführten Ausfallzeiten von insgesamt 178 Stunden bedeuten umgerechnet 7,41 Tage. Würden nur ganze Tage Berücksichtigung finden, wären dagegen nur 5 Tage berücksichtigungsfähig.

Für die Windpark-Betreiber führt die aktuelle Regelung dazu, dass ihre Rentabilitätsberechnungen niedrigere Verfügbarkeitsraten der Netzsysteme annehmen müssen als die 92,5 Prozent, die sich aus 10 Tagen Wartung und 18 Tagen Störungen rechnerisch ergeben. Infolge müssten die Betreiber dieses Risiko in die Gebote der Windpark Betreiber einkalkulieren, sodass die Kosten über den Energiepreis auch beim Kunden landen können. Die Gefahr negativer Effekte für die Übertragungsnetzbetreiber und Stromkunden ist dagegen bei der vorgesehenen Klarstellung limitiert. Auch führt die viertelstündige oder stündliche Abrechnung im Vergleich zur tagesweisen Abrechnung zu Verwaltungssparnissen, da die Betriebszustände der Systeme automatisiert in 15-Minutenwerten festgehalten werden.

Handlungsempfehlung:

- Einfügen eines neuen § 17e Abs. 4a EnWG:
„Bei der Berechnung der Tage nach Absatz 1 bis Absatz 3 werden die vollen Viertelstunden, in denen die Störungen vorliegen bzw. die Wartungsarbeiten vorgenommen werden, zusammengerechnet.“
- § 17 e Abs. 3 Satz 2 EnWG wird gestrichen.

8.2 Definition Wartungsarbeiten

Der Übertragungsnetzbetreiber teilt den Offshore-Windparkbetreibern jeweils im Nachgang zu dem jeweiligen Netzausfällen schriftlich mit, ob es sich hierbei um eine Störung oder Wartung gehandelt hat. Eine Möglichkeit der Überprüfung hat der betroffene Park nicht. Auch die REMIT-Meldungen sind

in dieser Hinsicht unergiebig. Gerade bei vorher nicht angekündigten plötzlichen Netzausfällen ist zweifelhaft, warum es sich hierbei um eine Wartung handeln soll. Für den Betreiber ist es wegen der parallelen gesetzlichen Selbstbehaltstage für Störung und Wartung aber wichtig zu wissen und im Zweifel auch überprüfen zu können, ob es sich bei dem Netzausfall um eine Wartung oder um eine Störung gehandelt hat. Dies gilt gerade dann, wenn die Selbstbehaltstage für einen Sachverhalt in dem Jahr noch nicht erfüllt sind, für den anderen hingegen schon. Deshalb ist eine saubere und transparente Abgrenzung von Störungen und Wartungen für alle Offshore-Windpark-Betreiber von großer Bedeutung. Hier bietet es sich an, auf bestehende Regelwerke zurückzugreifen:

Gemäß der DIN 31 051 ist unter Wartung das Ergreifen von „Maßnahmen zur Bewahrung des Sollzustandes von technischen Arbeitsmittel[n] und Anlagen zur Vermeidung von Störungen des Produktionsablaufs“ zu verstehen. Eine Orientierung an dieser DIN bietet sich auch für den Wartungsbegriff in § 17e Abs. 3 EnWG an, um den Charakter der Arbeiten in Abgrenzung zur Wiederherstellung des Sollzustandes (Störung) und zur erstmaligen Herstellung klarzustellen.

Handlungsempfehlung:

- Folgende Ergänzung in § 17 e Abs. 3 EnWG:

„Wartung versteht das Ergreifen von Maßnahmen zur Bewahrung des Sollzustandes von technischen Arbeitsmitteln und Anlagen zur Vermeidung von Störungen des Produktionsablaufs, soweit die Maßnahmen mindestens einen Monat vor Beginn der Arbeiten den betroffenen Betreibern der Windenergieanlagen auf See mitgeteilt wurden. Wird die vorgenannte Frist nicht eingehalten, handelt es sich bei der Unterbrechung der Netzanbindung um eine Störung gemäß Absatz 1“

Kontakt:

Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V.
Johanna Kardel
Senior Managerin Politik & Regulatorik
Schiffbauerdamm 19
10117 Berlin

info@bwo-offshorewind.de
Tel.: 030-28444650