



Bewertung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2017) vom 8. Juli 2016

Stand: 19. September 2016

Inhaltsverzeichnis

1. Das Wichtigste in Kürze.....	3
2. Grundsätzliches zum Thema Ausschreibungen.....	4
2.1 Ziel des Gesetzes und Einführung von Ausschreibungsverfahren (§§ 1 und 2)	4
2.2 Ausbaupfad (§§ 4 und 28).....	4
2.3 Pflicht zur Volleinspeisung (§ 27a)	5
2.4 Erfahrungsbericht (§ 97)	5
3. Vergütungssystematik.....	5
3.1 Vergütung und Degression der Übergangsanlagen (§ 46)	5
3.2 Referenzertragsmodell/Korrekturfaktoren und Höchstwert im Ausschreibungssystem (§ 36h und § 36b sowie § 85a).....	7
3.3 Überprüfung nach 5, 10, 15 Jahren (§§ 36h, 46 Abs. 3).....	8
3.4 Kumulierungsverbot von EEG-Vergütung und Stromsteuerbefreiung (§ 19)	8
3.5 Zahlungsanspruch bei negativen Preisen (§ 51).....	8
3.6 Härtefallregelung (§ 15)	9
4. Ausgestaltung des Ausschreibungsverfahrens.....	9
4.1 Teilnahmebedingungen (§ 36)	9
4.2 Zuschlagsverfahren (§ 32).....	9
4.3 Finanzielle Sicherheit, Realisierungsfrist und Pönale (§§ 31, 36a, 36e, 55)	9
4.4 Netzausbaugebiete (§§ 36c und 88b)	10
5. Bürgerenergiegesellschaften und Erhalt der Akteursvielfalt	11
(§§ 3 Nr. 15 und 36g)	11
6. Regelungen zu Prototypen und Pilotwindenergieanlagen.....	11
(§§ 3 Nr. 37, §§ 22 Absatz 2 Nr. 3, § 22 a, § 28 Absatz 1a Nr. 3 und § 51 Absatz 3 Nr. 3).....	11
7. Europäische Öffnung der Ausschreibungen (§§ 5 und 88a).....	12
8. Technische Vorgaben SDLWindV	13
9. Regionalnachweise (§§ 79a, 92).....	13
10. Beschränkung der Dauer der Ausfallvergütung (§ 21)	14
11. Kumulierungsverbot (§ 80a).....	14

12. Referenzstandort und Referenzertrag (Anlage 2) 14

13. Verordnungsermächtigungen 15



1. Das Wichtigste in Kürze

1. Die Höhe der Vergütung für Windenergieanlagen an Land bestimmt sich ab 2017 über Ausschreibungen und nicht mehr über feste Einspeisetarife.
2. Die endgültige Förderhöhe bei Ausschreibungen wird über ein zukünftig einstufiges Referenzertragsmodell an den jeweiligen Standort angepasst.
3. Ausgenommen von Ausschreibungen sind Anlagen bis zu 750 kW und so genannte Übergangsanlagen (Genehmigung bis Ende 2016 und Inbetriebnahme bis Ende 2018).

ACHTUNG: für die oben erwähnten Anlagen muss die Genehmigung vor dem 1. Februar 2017 mit allen erforderlichen Angaben an das Anlagenregister gemeldet werden!

4. EEG-Vergütung für genau 20 Jahre erhält, wer in einer Ausschreibung einen Zuschlag bekommen hat.
5. Die Ausbauziele für Windenergieanlagen an Land betragen für 2017 bis 2019 jeweils 2.800 MW brutto pro Jahr. Ab 2020 steigt die Menge auf 2.900 MW brutto pro Jahr.



2. Grundsätzliches zum Thema Ausschreibungen

Im Folgenden werden die wichtigsten windrelevanten Inhalte des neuen Fördersystems bewertet.

2.1 Ziel des Gesetzes und Einführung von Ausschreibungsverfahren (§§ 1 und 2)

Mit dem EEG 2017¹ wird das EEG auf Ausschreibungen umgestellt. Künftig wird der in EEG-Anlagen erzeugte Strom grundsätzlich nur noch bezahlt, wenn die Anlagen erfolgreich an einer Ausschreibung teilgenommen haben.

Bewertung

Das EEG ist energie-, industrie- und arbeitsmarktpolitisch ein Erfolg. Alle Ziele der Bundesregierung, die die Bundesregierung mit der Einführung der Ausschreibungen verfolgt – Kostensenkung, Mengensteuerung und Akteursvielfalt – ließen sich mit einer Weiterentwicklung des EEG erreichen. Mit einer großen Bandbreite an Herstellern, Zulieferern, kleinen, mittleren und großen Projektierern sowie regionalen Erzeugern, Landwirten und Bürgerprojekten ist der deutsche Windmarkt international einzigartig und schafft bundesweit und auf zahlreichen Ebenen Wertschöpfung. Diese Bandbreite ist ein wichtiger Schlüssel zur Akzeptanz der Energiewende und schafft nachweislich bessere Voraussetzungen für technische und prozessuale Innovationen. Ausschreibungen jedoch führen in aller Regel zu einer drastischen Verkleinerung des Marktes.² Sie setzen voraus, dass es für alle Teilnehmer annähernd gleiche Voraussetzungen gibt. Dies ist mit Blick auf den breit gefächerten deutschen Markt nicht erkennbar. Deshalb halten wir Ausschreibungen für das falsche Instrument, die erreichten Erfolge des deutschen Marktes weiterzuentwickeln oder auch nur zu erhalten. Der BWE bewertet auch nach intensiven internen Diskussionen Ausschreibungen als ein ungeeignetes Instrument, um die Grundsätze des Gesetzes erfüllen zu können. Weder der Erhalt der Akteursvielfalt noch eine kosteneffiziente Förderung der Erneuerbaren Energien werden damit erreicht werden.

2.2 Ausbaupfad (§§ 4 und 28)

Für Windenergieanlagen an Land ist ein Brutto-Zubau von 2.800 MW in den Jahren 2017 bis 2019 und 2.900 MW ab dem Jahr 2020 vorgesehen.

Bewertung

Das Ausschreibungsvolumen sollte gemäß der Bund-Länder-Vereinbarung von April 2014 mindestens 2.500 MW netto pro Jahr betragen. Ein hohes Ausbauvolumen ist dringend notwendig für das Erreichen der nationalen Ausbauziele. Darüber hinaus erhöht ein hohes Ausbauvolumen die Chance für kleinere Akteure, einen Zuschlag zu erhalten.

Mit der nun im EEG 2017 vorgesehenen Menge von 2.800 MW brutto wird das Ziel eines tatsächlichen Ausbaus in Höhe von 2.500 MW netto pro Jahr schwer erreicht, zumal Mengen aus nicht realisierten, früher bezuschlagten Projekten nicht wieder ausgeschrieben werden. Der BWE bleibt bei seiner Forderung, dass die Mengen von nicht realisierten Projekten wieder ausgeschrieben werden müssen und es zu einem kritischen Monitoring der Ausschreibungsmengen kommen muss, um diese ggf. wieder zu erhöhen.

¹ Abzurufen unter: www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2016/0301-0400/355-16.pdf?__blob=publicationFile&v=1

² Vgl. www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/ausschreibungsmodelle-fuer-wind-onshore-erfahrungen-im-ausland/bwe_ausschreibungen_wind_onshore_endbericht_09-2014_final.pdf

2.3 Pflicht zur Volleinspeisung (§ 27a)

Anlagenbetreiber, deren anzulegender Wert über Ausschreibungen ermittelt wird, dürfen den in ihren Anlagen produzierten Strom nicht zur Eigenversorgung nutzen. Ausgenommen davon ist Strom, der in der Anlage oder Neben- und Hilfsanlagen, die über denselben Netzverknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, verbraucht wird; Strom, der zum Ausgleich physikalischer Netzverluste genutzt wird; Strom, der in Zeiten von negativen Strompreisen (§ 51 EEG 17) fällt oder Strom, der nach § 14 Abs. 1 abgeregelt würde.

Bewertung

Im Entwurf wurde in dieser Vorschrift versucht, einen Zwang zur Netzeinspeisung zu regeln, der jegliche Möglichkeiten der Sektorenkopplung (Speicherung/Power-to-X) quasi ausgeschlossen hätte. Die jetzige Fassung ist immerhin ein erster Schritt in Richtung Sektorenkopplung.

2.4 Erfahrungsbericht (§ 97)

Der Rhythmus der alten EEG-Erfahrungsberichte (4 Jahre) wird auch im EEG 2017 beibehalten.

Bewertung

Der Vierjahresrhythmus wird dem Ausmaß der schnell aufeinander folgenden Änderungen im EEG 2017 nicht gerecht. Um das Ausschreibungssystem rechtzeitig nachbessern zu können, wäre eine engmaschigere Überprüfung notwendig.

3. Vergütungssystematik

Mit dem Inkrafttreten des EEG 2017 zum 1.1.2017 wird der in EEG-Anlagen erzeugte Strom grundsätzlich nur noch bezahlt, wenn die Anlagen erfolgreich an einer Ausschreibung teilgenommen haben. Ausgenommen davon sind Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird: Anlagen bis zu 750 kW, Übergangsanlagen oder Pilotwindenergieanlagen.

3.1 Vergütung und Degression der Übergangsanlagen (§ 46)

Gemäß § 22 EEG 2017 werden Windenergieprojekte, die eine Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz bis zum 31.12.2016 erhalten und bis zum 31.12.2018 in Betrieb genommen werden, aus dem Ausschreibungsverfahren ausgenommen. Dies war bereits im EEG 2014 (§ 102 Abs. 3) geregelt. Im EEG 2017 wurde die Regelung verschärft.

Zu beachten ist dabei jedoch eine dritte Frist: die alte Fördersystematik gilt nur, wenn die Genehmigung bis zum 1.02.2017 mit allen erforderlichen Angaben an das Anlagenregister gemeldet worden ist. Diese sogenannten Übergangsanlagen erhalten weiterhin eine feste Einspeisevergütung in dem zweistufigen Referenzertragsmodell (Anfangs- und Grundvergütung). Das EEG 2017 regelt nun, wie sich diese Vergütung in Form der Marktprämie zusammensetzt. Zum 1.1.2017 liegt der anzulegende Wert in den ersten 5 Jahren (Anfangsvergütung) bei 8,38 ct/kWh und anschließend bei 4,66 ct/kWh (Grundvergütung). Die Anfangsvergütung verlängert sich entsprechend der Qualität des Standortes wie bisher. Ab dem 1.3.2017 wird der anzulegende Wert der Grund- und der Anfangsvergütung (abweichend von der quartalsbezogenen Systematik des atmenden Deckels) gleichmäßig über sechs Monate um jeweils 1,05 Prozent pro Monat abgesenkt. Ab dem 1.10.2017 wird der atmende Deckel bis Ende 2018 wieder weitergeführt. Es wurde jedoch bei einer Überschreitung der Ausbau-



menge von 2.500 MW im Betrachtungszeitraum um mehr als 1.000 MW eine weitere Degressionsstufe von 2,4 Prozent eingefügt.

Bewertung

Eine ursprünglich vorgesehene doppelte Absenkung der Vergütung in Höhe von 1,2 % zum 1. April und zusätzlich 5 Prozent zum 1. Juni wurde abgemildert und in eine monatliche Degression umgewandelt. Diese schwächt den Einschnitt ab, hat aber Auswirkungen auf bereits in Planung befindliche Projekte. Die Degressionsstufen stellen sich wie folgt dar:

2017		
WEA betriebsbereit	Reduzierung	Vergütung (ct/kWh)
01.01.2017	1,20 %	8,38
01.02.2017		8,38
01.03.2017	1,05 %	8,29
01.04.2017	1,05 %	8,20
01.05.2017	1,05 %	8,12
01.06.2017	1,05 %	8,03
01.07.2017	1,05 %	7,95
01.08.2017	1,05 %	7,87
01.09.2017		7,87
01.10.2017	2,40 % ³	7,68
01.11.2017		7,68
01.12.2017		7,68

2018		
WEA betriebsbereit	Reduzierung	Vergütung (ct/kWh)
01.01.2018	2,40% ³	7,49
01.02.2018		7,49
01.03.2018		7,49
01.04.2018	2,40% ³	7,31
01.05.2018		7,31
01.06.2018		7,31
01.07.2018	2,40% ³	7,14
01.08.2018		7,14
01.09.2018		7,14
01.10.2018	2,40% ³	6,97
01.11.2018		6,97
01.12.2018		6,97

³ Die Degressionsstufen zum 1.10.2017, 1.1., 1.4., 1.7. und 1.10.2018 ergeben sich aus dem atmenden Deckel in § 46a. Hier ist die höchste Degression angenommen. Die sich ergebenden Vergütungswerte sind Mindestwerte!



3.2 Referenzertragsmodell/Korrekturfaktoren und Höchstwert im Ausschreibungssystem (§ 36h und § 36b sowie § 85a)

Mit dem EEG 2017 wird eine einstufige Vergütungssystematik bei der Windenergienutzung an Land eingeführt. Für jede Windenergieanlage wird auf Basis des abgegebenen und bezuschlagten Gebots auf den 100 % Standort ein konkreter anzulegender Wert (Vergütung) mit Hilfe von sogenannten Korrekturfaktoren berechnet, der über den gesamten Vergütungszeitraum von 20 Jahren anzuwenden ist. Es findet eine Berechnung unter Berücksichtigung der sich aus den Gutachten ergebenden Standortqualitäten statt. Wurde der anzulegende Wert vorher festgelegt, ergibt er sich nun über Bezuschlagung der Gebote einzelner Projekte in dem Ausschreibungsverfahren.

Gütefaktor/ Standort- qualität	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %	110 %	120 %	130 %	140 %	150 %
Korrekturfaktor EEG 2017	1,29	1,29	1,16	1,07	1,00	0,94	0,89	0,85	0,81	0,79

Beispielrechnung

Ein Gebot mit einer Standortgüte von 80 % bekommt einen Zuschlag für sein Gebot von 6,7 ct/kWh (geboten auf einen 100 % Standort). Entsprechend erhält es dann eine Vergütung von 7,77 ct/kWh (6,7 ct/kWh x 1,16).

Bewertung

Der BWE begrüßt die Umstellung auf ein einstufiges Referenzertragsmodell. Allerdings sieht der BWE Nachbesserungsbedarf bei den Verhältnisfaktoren, um einen bundesweiten Ausbau sicherzustellen. Hier hatte der Verband eine umfassende Studie von der Deutschen WindGuard erstellen lassen.⁴

Höchstpreis

Der Gesetzgeber hat einen maximalen Zuschlagswert festgelegt (Höchstwert/Höchstpreis). Der Höchstpreis für das Jahr 2017 beträgt 7,00 ct/kWh am 100 % Standort. Ab dem 1.1.18 ergibt sich der Höchstpreis aus dem um 8 Prozent erhöhten Durchschnittswert für das jeweils höchste noch bezuschlagte Gebot der letzten drei Ausschreibungen. Das bedeutet, dass sich der höchste bezuschlagte Wert im Jahre 2018 sowohl nach unten als auch nach oben entwickeln kann.

Bewertung

Durch die Festlegung des Höchstwertes soll verhindert werden, dass insbesondere durch strategisches Verhalten und bei mangelndem Wettbewerb die Förderkosten stark steigen und hierdurch eine erhebliche Überförderung entsteht. Ohne einen Höchstwert, so die Befürchtung, könnten die Bieter erwägen, spekulativ sehr hohe Gebote abzugeben. Die Einführung eines Höchstpreises widerspricht der Intention des Gesetzgebers, mit Ausschreibungen „mehr Markt“ einzuführen. Eine Einführung eines Höchstpreises ist angesichts der starken Wettbewerbsbetonung systemwidrig. Will man für eine Übergangszeit problematische Entwicklungen verhindern, wäre der Höchstpreis durch einen Mindestpreis zu flankieren.

⁴ www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/kurzanalyse-zu-verhaeltnisfaktoren-unter-verschiedenen-annahmen/20160314_windguard_kurzanalyse_verhaeltnisfaktoren_verschiedene_annahmen.pdf



3.3 Überprüfung nach 5, 10, 15 Jahren (§§ 36h, 46 Abs. 3)

Die anzulegenden Werte einer Anlage werden nach 5, 10 und 15 Jahren überprüft. Zu viel oder zu wenig geleistete Zahlungen werden nachgezahlt bzw. erstattet. Bei Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich festgelegt wird, wird der Referenzertrag nach spätestens 10 Jahren überprüft. Die Überprüfung nach 10 Jahren gilt auch rückwirkend für Anlagen, die seit dem 1.1.2012 in Betrieb genommen wurden.

3.4 Kumulierungsverbot von EEG-Vergütung und Stromsteuerbefreiung (§ 19)

In § 19 EEG 2017 stellt der Gesetzgeber klar, dass eine Vergütung nach EEG und eine Begünstigung nach Stromsteuergesetz (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 und 3 StromsteuerG) nicht miteinander kumuliert werden können, soweit der Strom durch ein Netz durchgeleitet wird. Im Strommarktgesetz Art. 9 Nr. 5 wurde bereits das EEG 2014 entsprechend rückwirkend zum 1.1.2016 angepasst.

Bewertung

Diese Regelung hat der BWE im gesamten Diskussionsprozess zum EEG scharf kritisiert. Der BWE bewertet als höchst problematisch, dass die Regelung rückwirkend zum 01.01.2016 in Kraft getreten ist. Diese Gesetzesänderung betrifft insbesondere regionale Direktvermarktungskonzepte sowie Anlagenbetreiber, die von ihrem Stromversorger stromsteuerbefreiten EEG-Ersatzstrom beziehen. Da die rechtlichen Konsequenzen bei einem Verstoß gegen § 19 Abs. 1a EEG insbesondere für die seit Jahresbeginn 2016 gewährte EEG-Förderung und Stromsteuerbefreiung noch nicht eindeutig geregelt sind, sollte umgehend Kontakt mit dem Stromversorger aufgenommen werden und ggf. beim zuständigen Hauptzollamt nachgefragt werden.

3.5 Zahlungsanspruch bei negativen Preisen (§ 51)

Der anzulegende Wert (Vergütung) verringert sich auf null, wenn der Wert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse in der vortägigen Auktion an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist. Dies gilt nicht für Windenergieanlagen mit einer Leistung unter 3 MW und Pilotwindenergieanlagen. Die Regelung entspricht weitestgehend derjenigen im EEG 2014. Allein die Anlagenzusammenfassung wird im EEG 2017 aufgehoben.

Bewertung

Aus Sicht des BWE ist nicht nachvollziehbar, wieso diese Regelung des § 51 so im Gesetz geblieben ist. Die Diskussion mit dem BMWi und der Branche war in den letzten Monaten bereits viel weiter. Auch im Entwurf zum Strommarktgesetz war zunächst eine Verbesserung vorgesehen, die aber in letzter Minute wieder gekippt wurde. Hier sollten die Stunden in Betracht gezogen werden, die an beiden Märkten negativ waren. Der BWE hatte – wie im Übrigen auch die Gutachter des BMWi – empfohlen, den Paragraphen vollständig zu streichen.⁵ Aus energiewirtschaftlicher Sicht macht dieser Paragraph keinen Sinn, denn er konterkariert den Ausbau der dringend benötigten Flexibilitäten im Strommarkt, er drängt Erneuerbare Energien aus dem Markt und hält konventionelle Energieträger am Netz. Er erhöht das Risiko für die Netzstabilität (durch Verlagerung der Handelsaktivitäten in den Intraday-Markt) und die wirtschaftlichen Risiken für Betreiber steigen, was wiederum zu einer Kostensteigerung der EE-Erzeugung insgesamt führt.

⁵ Vgl. www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/ergebnispapier-zum-workshop-ss-24-eeg-und-seine-folgen-fuer-den-strommarkt/20160428_energy_brainpool_ergebnispapier_workshop_ss_24_eeg_folgen_strommarkt.pdf

3.6 Härtefallregelung (§ 15)

Die Härtefallregelung nach § 15 EEG 2014 wurde unverändert ins EEG 2017 übernommen.

Bewertung

Der BWE begrüßt, dass § 15 zur Härtefallregelung unberührt bleibt.⁶ In ihren Stellungnahmen zum Grünbuch und zum Weißbuch haben die vier ÜNB ebenfalls verdeutlicht, dass zur Gewährleistung der Systemsicherheit die Beibehaltung der Härtefallregelung zwingend erforderlich ist.⁷

4. Ausgestaltung des Ausschreibungsverfahrens

4.1 Teilnahmebedingungen (§ 36)

Um an Ausschreibungen teilzunehmen, müssen die Projekte eine Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) vorlegen und als genehmigt in das Anlagenregister eingetragen sein.

Bewertung

Der BWE begrüßt, dass die BImSchG-Genehmigung als materielle Präqualifikation gilt. Die BImSchG-Genehmigung signalisiert ein hohes Maß an Ernsthaftigkeit, das Projekt umzusetzen. Aus Sicht des BWE ist damit spekulativem Bieten Einhalt geboten worden. Allerdings sind bis zur BImSchG-Genehmigung schon alle wesentlichen Projektentwicklungskosten entstanden und der Projektierer in ein hohes Risiko gegangen. Er ist also darauf angewiesen, einen Zuschlag zu erhalten.

4.2 Zuschlagsverfahren (§ 32)

Die Zuschläge werden nach dem „pay as bid“-Verfahren erteilt. Dabei erhalten alle erfolgreichen Bieter einen Zuschlag in der Höhe ihres jeweils abgegebenen Gebotes, unabhängig vom Preis des gerade noch oder gerade nicht mehr bezuschlagten Gebots. Da alle Teilnehmer auf einen 100 % Standort bieten, ergibt sich die Vergleichbarkeit aller Projekte (siehe oben unter Punkt 3. Vergütungssystematik).

Bewertung

Der BWE begrüßt das Zuschlagsverfahren nach „pay as bid“. Da der potentielle Zuschlagspreis den Bietern bereits mit Abgabe ihrer Gebote bekannt ist, ist das Verfahren leicht nachvollziehbar und fair.

4.3 Finanzielle Sicherheit, Realisierungsfrist und Pönale (§§ 31, 36a, 36e, 55)

Finanzielle Sicherheit: Die Höhe der Sicherheit für Windenergieanlagen an Land bestimmt sich aus der Gebotsmenge multipliziert mit 30 Euro pro Kilowatt installierter Leistung.

⁶ Zur Begründung siehe BEE/ BWE Stellungnahme zum Strommarktgesetz: www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/20160314_BEE-Stellungnahme_zum_Strommarktgesetz.pdf, S. 4 -9

⁷ Gemeinsame Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber zum Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“, Fassung vom 13.02.2015, S. 3 und Gemeinsame Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber zum Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“, S. 8



Bewertung

Der BWE ist der Auffassung, dass der Bieter mit der verpflichtenden Vorlage einer BImSchG-Genehmigung ausreichend Realisierungswillen gezeigt hat. Eine Sicherheit von 30 Euro pro Kilowatt hält der BWE nicht für angebracht und hat sich bis zum Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens dagegen ausgesprochen.

Realisierungsfrist und Pönale: Der Bieter hat bis zu 24 Monate nach Zuschlag Zeit, das Projekt in Betrieb zu nehmen. Nach 24, 26 und 28 Monaten fällt jeweils eine Pönale in Höhe von 10 Euro/kW an. Nach 30 Monaten erlischt der Zuschlag und die Sicherheit wird komplett einbehalten. Die Frist kann einmalig verlängert werden, wenn das Projekt beklagt wird. Die Dauer des Zahlungsanspruchs beginnt nach 30 Monaten unabhängig davon, ob das Projekt aufgrund einer Fristverlängerung später in Betrieb geht.

Bewertung

Die im Gesetz vorgesehenen Realisierungsfristen trägt der BWE mit. Die Vorschläge zum sukzessiven Verfall der Sicherheitsleistungen kann der BWE ebenfalls mittragen, wobei in diesem Zusammenhang nochmals darauf hingewiesen wird, dass der BWE sich bei Vorlage einer Genehmigung nach dem BImSchG gegen die Erhebung einer finanziellen Sicherheit ausgesprochen hat. Ein vollständiger Verlust der Förderberechtigung sollte aus Sicht des BWE möglichst vermieden werden. Der BWE hatte deshalb vorgeschlagen, die Geltungsdauer der Förderberechtigung ohne weitere Voraussetzungen an die Geltungsdauer der Genehmigung nach dem BImSchG zu koppeln und über diesen Weg eine Verlängerung der Geltungsdauer der Förderberechtigung zu eröffnen. Die jetzigen Verlängerungsvoraussetzungen (z.B. Sofortvollzugsentscheidung) bergen neue Rechtsunsicherheiten. Es ist zu befürchten, dass diese Regelungen Klagen Tür und Tor öffnen. Die Bieter werden ohne Grund mit dem Risiko von Verzögerungen der Inbetriebnahme belastet. Das kann das Risiko und damit auch die Finanzierungskosten erhöhen und führt zu einer niedrigeren Realisierungsquote.

4.4 Netzausbauggebiete (§§ 36c und 88b)

Der weitere Zubau von Windenergieanlagen an Land soll in dem Gebiet, in dem die Übertragungsnetze besonders stark belastet sind, gesteuert werden. Abgestellt wird auf einen Zeitraum von drei bis fünf Jahren, in denen im erheblichen Umfang die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land abgeregelt werden muss. Der Zubau wird im Netzausbaugebiet begrenzt. Die Obergrenze beträgt 58 Prozent der installierten Leistung, die im Jahresdurchschnitt in den Jahren 2013-2015 in diesem Gebiet in Betrieb genommen wurde.

Bewertung

Solange nicht alle Maßnahmen, die für eine effiziente Auslastung der Netze sorgen können, genutzt wurden, lehnt der BWE Formen von Netzausbauregionen und damit verbundenen Ausbaureduzierung ab. Eine Studie der Übertragungsnetzbetreiber, durchgeführt von Consentec,⁸ hat eine konventionelle Mindestenerzeugung von 20 GW ermittelt, die nicht näher aufgeschlüsselt werden kann („PROD_min“). Diese Kapazitäten bleiben auch bei negativen Preisen am Netz. Der BWE unterstützt das Vorhaben, die Mindestenerzeugung zu reduzieren, um bei Zeiten hoher Windeinspeisung freie Netzkapazitäten zu gewinnen. Eine Synchronisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien mit dem Ausbau der Netze muss vor allem durch einen beschleunigten Netzausbau erfolgen. Die Windenergie ist nicht Ursache für die Netzengpässe. Der Ausbau der Netze muss dem Ausbau der Erneuerbaren Energien folgen und nicht umgekehrt.

Der BWE sieht die Situation einzelner Regionen mit hohen Maßnahmen des Einspeisemanagement sehr kritisch. Hier muss es Lösungen geben, die nicht einseitig zu Lasten der Planungen von Windenergieprojekten gehen dürfen. Eine wie auch immer geartete Maßnahme muss zudem immer zeitlich begrenzt sein, um den Engpass im Netz zu beseitigen. Netzbetreiber in betroffenen Gebieten müssen nachweisen, dass sie alle Maßnahmen zur effizienten Auslegung der Netze getroffen haben: Alle möglichen fossilen Kapazitäten müssen ihre

⁸ Consentec (2016): Konventionelle Mindestenerzeugung – Einordnung, aktueller Stand und perspektivische Behandlung
https://www.netztransparenz.de/de/file/Consentec_UeNB_MinErz_Ber_AP1_2_20160415.pdf

Leistungen maximal gedrosselt oder abgeschaltet haben. Ein Temperaturleiterseilmonitoring der Netze muss eingerichtet sein bzw. die Verstärkung/Erneuerung der Leiterseile auf den Stand der Technik erfolgt sein. Die Öffnung der Regenergiemärkte ist zwingend notwendig. Die Einführung variabler Netzentgelttarife bzw. variabler Stromtarife, um auch durch die Nachfrage die Netze entsprechend zu entlasten, muss schnellstmöglich erfolgen. Darüber hinaus muss in den betroffenen Regionen eine Kopplung der Sektoren Strom-, Wärme- und Mobilität vollzogen worden sein (u. a. Flexibilisierung, Digitalisierung).

Das Netzausbauggebiet wird mittels einer Verordnung erstmalig spätestens zum 1. März 2017 festgelegt. Der genaue Zuschnitt des Gebietes ist nicht klar und wird erst in den nächsten Monaten festgelegt. Der BWE wird sich gerade wegen seiner geäußerten Bedenken intensiv in die Diskussion um die Gestaltung der Netzausbauregionen einbringen.

5. Bürgerenergiegesellschaften und Erhalt der Akteursvielfalt (§§ 3 Nr. 15 und 36g)

Mit den §§ 3 Nr. 15 und 36g definiert das EEG 2017 eine Gruppe von Akteuren, die ohne eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz an Ausschreibungen teilnehmen dürfen. Dies gilt für Gebote für bis zu sechs Windenergieanlagen an Land mit einer zu installierenden Leistung von insgesamt nicht mehr als 18 MW.

Bewertung

Das im Gesetz vorgelegte Modell der besonderen Regelungen für kleinere Akteure geht nicht weit genug. Dieses räumt entscheidende Risiken nicht aus: weder das Preis- noch das Zuschlagsrisiko werden im Gesetz für besonders gefährdete Akteure aufgelöst. Dadurch, dass Bürgerenergiegesellschaften auch an der Ausschreibung teilnehmen müssen, werden diese weiter allen Risiken ausgesetzt. Das Risiko des Totalverlustes der Investition in Vorarbeiten wird zwar gemindert, aber nicht beseitigt. Gerade aber das Totalverlustrisiko im Falle mehrerer erfolgloser Ausschreibungsrunden belastet den kleinen Akteur schwer und kann dazu führen, dass sich dieser aus dem Markt zurückzieht. Deshalb fordern wir die von der EU-Kommission in den UEBLL ausdrücklich vorgesehenen Ausnahmen von 18 MW ein. Die sogenannte De-minimes-Regelung, die die EU-Wettbewerbskommissarin im Januar 2016 dahingehend präziserte, dass die Befreiung vom Erfordernis wettbewerblicher Ausschreibungen für Windkraft bis zu einer Höchstgrenze von 18 MW an installierter Leistung möglich ist, muss umgesetzt werden.

6. Regelungen zu Prototypen und Pilotwindenergieanlagen (§§ 3 Nr. 37, §§ 22 Absatz 2 Nr. 3, § 22 a, § 28 Absatz 1a Nr. 3 und § 51 Absatz 3 Nr. 3)

Nach § 3 Nr. 37 sind die jeweils ersten zwei als Pilotwindenergieanlagen im Register gemeldeten Windenergieanlagen an Land eines Typs als „Pilotwindenergieanlage“ zu bezeichnen. Diese dürfen jeweils eine installierte Leistung von 6 Megawatt nicht überschreiten. Jene Anlagen sind von Ausschreibungen ausgenommen. Nach § 22a gilt das nur bis zu einer jährlichen installierten Leistung von max. 125 MW. Pilotwindenergieanlagen, die die Grenze von 125 MW in einem Jahr überschreiten, können im nächsten Kalenderjahr ihren Anspruch auf Vergütung nach § 19 Absatz 1 geltend machen.

Bewertung

Der BWE begrüßt die Einführung des Begriffs „Pilotwindenergieanlagen“. Somit kann es nicht zu Verwechslungen mit dem in der Branche gut etablierten Begriff des Prototypen nach SDLWindV kommen. Die Begrenzung auf 6 MW erscheint uns anhand der Tendenz zu größeren Leistungsklassen jedoch nicht verständlich.

7. Europäische Öffnung der Ausschreibungen (§§ 5 und 88a)

Bei Ausschreibungen sollen auch Gebote für Anlagen im Staatsgebiet eines oder mehrerer anderer Mitgliedsstaaten der Europäischen Union im Umfang von 5 Prozent der jährlich zu installierenden Leistung bezuschlagt werden können. Dabei sind zwei Möglichkeiten einer Öffnung vorgesehen: gegenseitig geöffnete nationale Ausschreibungen und gemeinsame Ausschreibungen.

In § 5 sind die grundsätzlichen Voraussetzungen für eine Öffnung definiert (Kooperationsvertrag, Prinzip der Gegenseitigkeit, physikalischer Import der im Ausland geförderten Strommenge) sowie die Anrechnung der geöffneten Menge auf die im EEG definierten Ziele für Ausbauvolumen und Stromanteil und auf die in der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie verankerten nationalen Ziele geregelt. § 88a ermächtigt die Bundesregierung bzw. das BMWi sowie die BNetzA, im Rahmen einer Verordnung ohne Einbeziehung von Bundesrat und Bundestag sämtliche Ausschreibungskriterien für die geöffneten Segmente zu definieren (ggf. abweichend von den rein-nationalen Ausschreibungen).

Bewertung

Der BWE unterstützt generell den Leitgedanken der Bundesregierung, die deutsche Energiewende stärker europäisch zu denken und im Rahmen der Kooperationsmechanismen auf freiwilliger Basis enger mit den Nachbarstaaten Deutschlands zusammenzuarbeiten. Die vorgeschlagene Öffnung nationaler Fördermechanismen sieht der BWE jedoch zunächst einmal grundsätzlich kritisch, aufgrund der Verschiedenheit der nationalen Rahmenbedingungen und der damit verbundenen Herausforderungen bei der konkreten Umsetzung. Bisher hat der Gesetzgeber nicht ausreichend verdeutlicht, wie die Umsetzung des Gegenseitigkeitsprinzips, des Nachweises des physikalischen Stromimports oder eines vergleichbaren Effektes und die Sicherung der deutschen Erneuerbaren-Ziele erfolgen sollen. Aus BWE-Sicht muss die Öffnung in einem gleichen mengenmäßigen Umfang stattfinden, die Kosten angemessen geteilt werden und es darf keine einseitige Benachteiligung von Wettbewerbern – beispielsweise durch höhere Netzanschlussgebühren oder Pachten in einem Standortland – erfolgen (level playing field). Außerdem hat der BWE auf die Notwendigkeit und die damit verbundene Herausforderung hingewiesen, das Referenzertragsmodell zu integrieren. Insbesondere mit Blick auf die Vermittelbarkeit gegenüber dem deutschen Umlagenzahler ist aus BWE-Sicht auch die Regelung für den Stromimportnachweis unzureichend. Grundsätzlich hat der BWE seine Bedenken über die Auswirkungen auf die Akzeptanz (durch mögliche Abwanderung von Projekten und Wertschöpfung ins Ausland, bei gleichzeitig steigenden Kosten für die deutschen Umlagenzahler und schwer nachweisbarem Effekt auf deutschen Energiemix) geäußert. Die Regelung der entscheidenden Kriterien in einer Verordnung ohne Einbeziehung von Bundesrat und Bundestag sieht der BWE auch in diesem Zusammenhang sehr kritisch.

8. Technische Vorgaben SDLWindV

Die Geltung der Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV) wurde in § 9 Abs. 6 bis zum 30. Juni 2017 verlängert.

Bewertung

Bisher mussten Anlagen die Anforderungen der SDLWindV erfüllen. Dies galt nach § 9 Absatz 6 EEG 2014 nur für Windenergieanlagen, die vor dem 1. Januar 2017 in Betrieb genommen worden sind. Dieser Zeitraum wurde nun um sechs Monate verlängert. Ab dem 27. April 2019 muss der europäische Netzkodex für Erzeugungsanlagen (NCRfG) angewendet werden. In Deutschland wird dieser mittels der technischen Anschlussregeln⁹ umgesetzt und regelt die Netzanschlussbedingungen. Zwischen dem 1. Juli 2017 und dem 26. April 2019 besteht eine Regelungslücke. Deshalb hat der Gesetzgeber beschlossen mit einer Gesetzesänderung im Rahmen der EnWG Novelle Rechtsicherheit nach „Auslaufen“ der SDLWindV zu schaffen¹⁰.

Die Verlängerung der SDLWindV im EEG dient vermutlich der Überbrückung, bis die EnWG Novelle in Kraft ist. Wir begrüßen diese Verlängerung. Zugleich weisen wir darauf hin, dass um Rechtssicherheit für den Zeitraum 1.1.2017 bis 26.04.2019 zu schaffen, ein Absatz 5 zur Regelung der Übergangsfrist in der EnWG Novelle hinzugefügt werden sollte.

Hintergrund: Absatz 1 bis 3 des EnWG Gesetzentwurfs verweisen auf den NCRfG. Die Bestimmungen des NCRfG werden nach Artikel 72 NCRfG ab dem 27.04.2019 anwendbar. Folglich müssten auch Absatz 1 bis 4 des vorliegenden EnWG Entwurfs, die die Zertifizierungspflicht regeln, erst ab dem 27.04.2019 anwendbar sein. Deshalb brauchen wir eine Regelung für die Übergangsfrist.

9. Regionalnachweise (§§ 79a, 92)

Die weitere Ausgestaltung der (optionalen) regionalen Grünstromkennzeichnung soll durch eine Verordnungsermächtigung für Herkunfts- und Regionalnachweise erfolgen. Dafür legt das Umweltbundesamt Regionen im Umkreis von 50 km um den Letztverbraucher fest und führt ein Regionalnachweisregister ein, das die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Regionalnachweisen festhält. Noch zu klären ist, wie der Regionalnachweis sicher erbracht werden kann. Die Nutzung der optionalen Grünstromkennzeichnung wird gebührenfinanziert, d. h. ein EVU, das die Nachweise nutzen möchte, kann die Gebühren an jene Kunden weitergeben, die sich für einen Wechsel in einen Regionalstromtarif entscheiden. Zusätzlich plant das BMWi im Jahr 2018 eine Verbraucherstudie zu Erwartungen an Grünstrom.

Bewertung

Nach der Abschaffung des Grünstromprivilegs mit der Einführung des EEG 2014 hofften nicht nur die Marktakteure in der Windenergiebranche auf eine Alternative. Der BWE hat daher das von einigen Akteuren erarbeitete Grünstrom-Marktmodell (GMM) unterstützt und bedauert sehr, dass dies mit Schreiben vom 13. Oktober 2015 vom BMWi abgelehnt wurde. Seit Ende 2015 wurden mehrere Workshops im BMWi durchgeführt, die das Ziel hatten, mit Marktakteuren Eckpunkte für ein System zu entwickeln, das eine gesonderte Kennzeichnung von regional erzeugtem Grünstrom ermöglichen soll. Die nunmehr vorgelegte Regelung erfüllt die vom BMWi genannten Leitgedanken für ein Grünstrom-Kennzeichnungssystem nicht und wird vom im BWE daher abgelehnt.

⁹ VDE AR 4105/4110/4120/4130

¹⁰ Verbändeanhörung vom 23.05.2016 zum Nachweisverfahren der Eigenschaften von Stromerzeugungsanlagen - Zertifizierung im EnWG/Umsetzung RfG.



10. Beschränkung der Dauer der Ausfallvergütung (§ 21)

Die Dauer der Ausfallvergütung wird künftig auf drei Monate begrenzt. Zusätzlich wird eine jährliche Höchstdauer von sechs Monaten festgelegt. Damit soll vermieden werden, dass dauerhaft in der Ausfallvergütung geblieben und nicht direkt vermarktet wird.

Bewertung

Nach mehrheitlicher Einschätzung wird diese Einschränkung nicht kritisch gesehen. Innerhalb von drei Monaten wird in aller Regel ein neuer Direktvermarkter gefunden werden können. Voraussetzung dafür ist eine hinreichende Akteursvielfalt im Direktvermarktungsmarkt. Würde sich hieran etwas ändern, müsste die Regelung überprüft werden.

11. Kumulierungsverbot (§ 80a)

Neben dem EEG dürfen Investitionszuschüsse nur gewährt werden, wenn die gesamten Zahlungen die Erzeugungskosten nicht überschreiten.

Bewertung

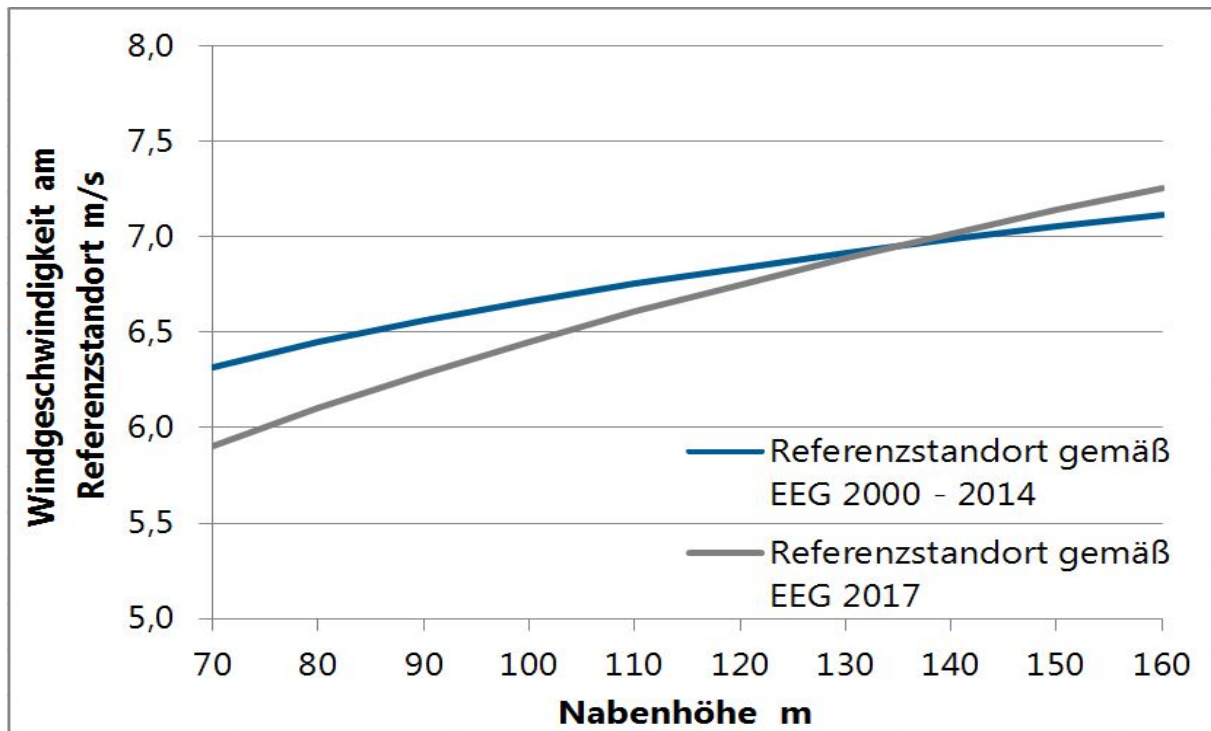
Die Formulierung des Kumulierungsverbotes lässt offen, wie die Stromgestehungskosten der Energieerzeugung ermittelt werden sollen. Die Konsequenzen für eine Anwendung in der Praxis bleiben damit unklar, vor allem da es auch für Anlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1.1.2012 gilt.

12. Referenzstandort und Referenzertrag (Anlage 2)

Mit dem EEG 2017 wird der Referenzstandort neu definiert. Die Definition lautet (Anlage 2 Satz 4): „Der Referenzstandort ist ein Standort, der bestimmt wird durch eine Raleigh-Verteilung mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von 6,45 Metern pro Sekunde in einer Höhe von 100 Metern über Grund und einem Höhenprofil, das nach dem Potenzgesetz mit einem Hellmann-Exponenten α mit einem Wert von 0,25 zu ermitteln ist, und einer Rauigkeitslänge von 0,1 Metern.“

Bewertung

Die Änderung der Definition führt zu einer Verschiebung der Standortqualitäten und reizt höhere Nabenhöhen an. Ein Vergleich des alten und neuen Standortes verdeutlicht dies. Mit der Umstellung auf ein Einstufiges Vergütungsmodell müssen zudem mehrere Anpassungen vorgenommen werden. So wird in Anlage 2 Nr. 6 und 7 beschrieben, wie sich der Referenzertrag errechnet und überprüft wird.



Mittlere Windgeschwindigkeit am Referenzstandort (100 %) gemäß EEG 2000-2014 und EEG 2017 [BMWi 2016, EEG2014] Quelle: Deutsche WindGuard 2016¹¹

Der BWE begrüßt die Änderung der Definition des Referenzstandortes. Damit werden die realen Windverhältnisse besser angenähert. Die Definitionen sollten in einem transparenten Stakeholderprozess im Rahmen der FGW e.V. – Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien (FGW) stattfinden

13. Verordnungsermächtigungen

Mit dem EEG 2017 hat der Gesetzgeber eine Reihe von sogenannten **Verordnungsermächtigungen** erlassen. Derartige **Verordnungsermächtigungen** ermöglichen es der Bundesregierung auf einem untergesetzlichen Weg, Regelungen zu treffen ohne ein vollständiges Gesetzesverfahren zu vollziehen.

Bewertung

Hierbei werden wichtige Weichenstellungen für die zukünftige Entwicklung des Erneuerbaren Energien Systems vollzogen und geregelt. Nach dem Wesentlichkeitsgrundsatz darf der Gesetzgeber wesentliche Entscheidungen nicht aus der Hand geben. Deshalb wird sich der BWE auch bei der Diskussion um diese Verordnungen wie bei der EEG Novelle intensiv einbringen und darauf drängen, dass das Parlament und der Bundesrat beteiligt werden.

¹¹ Vgl. dazu auch www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/kurzanalyse-zu-verhaeltnisfaktoren-unter-verschiedenen-annahmen/20160314_windguard_kurzanalyse_verhaeltnisfaktoren_verschiedene_annahmen.pdf



Ansprechpartner

Abteilung Politik

Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE)
Neustädtische Kirchstraße 6
10117 Berlin

T +49 (0)30 212341-210
politik@wind-energie.de

www.wind-energie.de