



# Stellungnahme zum Referentenentwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Stand 14.04.2016)

## Einleitung

Der Erfolg der Energiewende war unter dem soliden Rahmen von Stromeinspeisegesetz und Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) möglich. Die Bundespolitik hat trotz wechselnder Regierungsmehrheiten für ein stabiles rechtliches Fundament und damit für Investitionssicherheit am Standort Deutschlands gesorgt. Länder und Kommunen haben dieses Fundament genutzt, um den Ausbau der erneuerbaren Energien vor Ort zu unterstützen. In einem breit aufgefächerten Markt, der von vielen mittelständischen Akteuren und Unternehmen aller Rechtsformen gekennzeichnet ist, wurde so der Ausbau der Windenergie in allen Regionen unseres Landes voran gebracht. Eine zunehmend dezentral erfolgende Stromerzeugung trägt zur Stärkung der Wirtschafts- und Finanzkraft in vielen bis dato strukturschwachen ländlichen Regionen bei. Die damit einhergehenden Wertschöpfungspotenziale hat DIW Econ in mehreren Studien nachgewiesen.

Parallel zum Aufbau von Erneuerbarer Energien Anlagen ist insbesondere in der im deutschen Maschinenbau verankerten Windenergie eine kraftvolle, innovationsgetriebene und weiter wachsende Industrie mit heute mehr als 150.000 Beschäftigten entstanden, die durch einen Exportanteil deutscher Hersteller von gut 70 Prozent ihre Leistungsfähigkeit überzeugend unter Beweis stellt. Mit den Instrumenten, die das EEG bereitstellte, gelang es in erheblichem Umfang, Kostensenkungspotenziale zu erschließen, die Netzdienlichkeit von Windkraftanlagen immer weiter zu stärken und die Effizienz der Anlagen deutlich zu verbessern. Gleichzeitig haben Vorgaben u.a. zur Systemdienlichkeit oder zur Direktvermarktung die Marktintegration der preiswerten Windenergie an Land vorangetrieben.

Das EEG ist energie-, industrie- und arbeitsmarktpolitisch ein Erfolg. Alle Ziele der Bundesregierung – Kostensenkung, Mengensteuerung und Akteursvielfalt – ließen sich mit einer Weiterentwicklung innerhalb des erprobten EEG-Mechanismus erreichen. Die Politik hat allerdings den Systemwechsel hin zu Ausschreibungen eingeleitet. Die Branche stellt sich den daraus resultierenden Herausforderungen.

Der BWE begrüßt die Ergebnisse der Klimakonferenz von Paris (COP 21), die eine konsequente Fortführung der Vereinbarungen zum Klimaschutz auf dem G20-Treffen in Elmau darstellen, ausdrücklich. Wir sind der Bundesregierung dankbar, dass sie ein politisches Bekenntnis zum 2-Grad-Ziel (und die ambitionierte, aber mögliche Begrenzung auf 1,5 Grad) erreichen

konnte. Die internationalen Vereinbarungen erfordern nun eine Fortsetzung des konsequenten und ambitionierten Ausbaus der Erneuerbaren Energien in Deutschland und halten dazu an, bereits jetzt die Sektorenkopplung auf den Weg zu bringen, um die erheblichen CO<sub>2</sub>-Minderungspotenziale durch die Bereiche von Mobilität und Wärme zu heben.

Der Gesetzgeber ist aufgerufen, bei der gesetzlichen Neujustierung den von vielen unterschiedlichen Akteuren gekennzeichneten deutschen Markt, die starke Position der deutschen Windindustrie auf wachsenden Weltmärkten und die Umsetzung verbindlicher Vereinbarungen zum Klimaschutz zu berücksichtigen. Der vorliegende Referentenentwurf, in dessen Mittelpunkt das Ausschreibungsdesign und das Ausschreibungsvolumen für Wind an Land stehen, wird diesem Erfordernis nicht gerecht. Mit dem Gesetz droht die Ausbaudynamik bei Wind an Land, dem preiswerten Leistungsträger der Energiewende und des Klimaschutzes, verloren zu gehen. Zudem muss bezweifelt werden, dass sich mit dem jetzt vorgelegten Ausschreibungsdesign die von der Bundesregierung vorgegebenen Ziele – Ausbauziele erreichen, Kosteneffizienz steigern und Akteursvielfalt erhalten – erreichen lassen.

Die Bundesregierung sieht sich auch nach der Klimakonferenz von Paris an die Ziele aus dem EEG 2014 gebunden. Danach soll der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung (von derzeit rund 33 Prozent) auf maximal 40 bis 45 Prozent in 2025, auf maximal 55 bis 60 Prozent in 2035 und auf mindestens 80 Prozent bis 2050 steigen. Waren die ersten Etappenziele bisher auch Mindestziele, so werden es im Referentenentwurf Maximalziele. Der Ausbaupfad wird damit zu einem starren Korridor, der um jeden Preis eingehalten werden soll. Dies wird begründet mit Planungssicherheit für die konventionellen Energieträger. Zur Steuerungsgröße, um dieses Ziel im Rahmen einer hoch komplexen mathematischen Formel nicht zu überschreiten, soll ausgerechnet die preiswerte Windenergie an Land werden.

### Herausforderungen beim künftigen Fördersystem

Da die oben erwähnte Formel selbst nach Einschätzung des Bundeswirtschaftsministeriums zu einem Ausbau von Null führen kann, ist eine **Mindestausschreibungsmenge** zwingend erforderlich. Nur diese Mindestausschreibungsmenge kann verhindern, dass es in einem funktionierenden Markt zu massiven Verwerfungen über die gesamte Wertschöpfungskette bis tief in die Zuliefererindustrie hinein kommt. Ein Wegbrechen des deutschen Heimatmarktes gefährdet die hervorragende Position deutscher Hersteller im Weltmarkt, an welchem deutsche Unternehmen 20 Prozent (ohne Berücksichtigung des für ausländische Akteure weitgehend verschlossenen chinesischen Marktes 40 Prozent) halten. Unternehmen brauchen Kontinuität, Planungs- und Investitionssicherheit. Die Zubaujahre 2014 und 2015 gelten als die erfolgreichste Zeit der Windenergie in Deutschland. Es gab Jahre mit ähnlichem Leistungszubau etwa 1999, 2001, 2002 und 2003. Der Zubau erfolgt heute jedoch deutlich effizienter, da pro Anlage eine höhere Leistung installiert wird.

Vor dem Hintergrund der Ausschreibungsziele (Erhalt der Akteursvielfalt, Erreichen der nationalen Ausbauziele und Kosteneffizienz) ist ein hohes Ausbauvolumen dringend notwendig. Will die Bundesregierung die Vorgaben ihres geltenden Koalitionsvertrages erfüllen und



beim weiteren Ausbau der Erneuerbaren Kosteneffizienz erreichen, so gelingt dies nur, wenn die kostengünstigste Erneuerbare Energie, die Windenergie an Land, keinem Risiko eines Zubau einbruchs ausgesetzt wird. Stattdessen sollte ihr Potenzial genutzt werden, um dem Investitionsstandort Deutschland Verlässlichkeit zu geben. In seiner Marktanalyse Windenergie an Land<sup>[2]</sup> hat das BMWi einen durchschnittlichen jährlichen Bruttozubau ab dem Jahr 2016 in Höhe von 4.400 MW für die Windenergie an Land errechnet. Hierin sind Repowering-Projekte mit berücksichtigt. Die Entwicklung des Anteils der Repowering-Projekte muss allerdings aus Sicht des BWE sehr sorgfältig anhand des Anlagenregisters beobachtet werden, da sich der Rückbau in den letzten Jahren anders als prognostiziert entwickelt hat. Anderenfalls besteht durchaus die Gefahr, dass der Ausbaukorridor nicht erreicht wird.

**Anknüpfend an die im EEG 2014 verankerte Bund-Länder-Vereinbarung sollte auch weiterhin ein Zubau von jährlich mindestens 2.500 MW netto Wind an Land angestrebt werden.** Nur so wird die junge und international führende deutsche Windindustrie auch künftig Arbeitsplätze und Wertschöpfung generieren können.

Mit seiner 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. 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. Der BWE hat sich trotz dieser grundsätzlichen Skepsis in den vergangenen Monaten konstruktiv und aktiv am politischen Konsultationsprozess beteiligt. Ein Systemwechsel bedarf in jedem Fall einer sorgfältigen Vorgehensweise, die an klare Kriterien anknüpft. Für den BWE sind dabei die folgenden Punkte maßgeblich:

- Nachweis von Kosteneffizienz
- Erhalt der Akteursvielfalt und -vielfalt
- Erreichen der Ausbauziele
- Zukunft für Bürgerenergieprojekte
- Etablierung eines „lernenden Systems“
- Verhinderung von Marktmissbrauch und strategischem Bieten
- Sicherung eines bundesweiten Ausbaus
- Erhalt der Technologieführerschaft
- Teilhabe aller wirtschaftlichen Projekte am Markt

---

<sup>[2]</sup> Siehe <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/marktanalyse-freiflaeche-photovoltaik-wind-an-land,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Seite 6



## Zum dringenden Handlungsbedarf im EEG-Gesetzentwurf

Der vorliegende Referentenentwurf beinhaltet Vorschläge, die der BWE ausdrücklich begrüßt. Dazu gehören die Beibehaltung einer gleitenden Marktprämie als Gegenstand der Ausschreibungen, die Preisregel „pay-as-bid“, die Nichtübertragbarkeit einer Förderberechtigung sowie die Genehmigung nach BImSchG als materielle Präqualifikation für die Teilnahme an Ausschreibungsrunden. Ganz besonders unterstützt der BWE die Intention des Referentenentwurfs, den deutschlandweiten Ausbau zu gewährleisten und dabei den Anreiz, bessere Standorte vorrangig auszubauen, beizubehalten. Der BWE begrüßt, dass das BMWi seinen Vorschlag eines einstufigen Referenzertragsmodells aufgegriffen hat, auch wenn hier hinsichtlich der vorgeschlagenen Korrekturfaktoren noch Änderungsbedarf gesehen wird.

Der Referentenentwurf enthält allerdings eine ganze Reihe von Regelungen, bei denen der BWE zum Teil deutlichen Änderungsbedarf sieht. Den größten Handlungsbedarf sehen wir beim jährlichen **Ausschreibungsvolumen** und der sogenannten „**Windformel**“. **Der BWE lehnt die Formel zur Errechnung der Ausschreibungsmenge Wind an Land ab.**

Ausschreibungen müssen in einem fairen Umfeld erfolgen und dürfen wichtige Akteure nicht benachteiligen. Da dies gegenwärtig nicht sicherzustellen ist, bedarf es eines Ausgleichssystems. Die im Entwurf vorgesehenen besonderen Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften erhöhen die Risiken für diese Akteure und sind daher nicht zielführend. Deshalb fordern wir die von der EU-Kommission in den UEBLL ausdrücklich vorgesehenen Ausnahmen ein. **Die sogenannte De-minimis-Regelung, die die EU-Wettbewerbskommissarin im Januar 2016 dahingehend präziserte, dass die Befreiung vom Erfordernis wettbewerblicher Ausschreibungen für Windkraft bis zu einer Höchstleistung von 18 Megawatt an installierter Leistung möglich ist, muss umgesetzt werden.**

Sowohl das Weißbuch als auch das Strommarktgesetz beschreiben die Notwendigkeit für eine Verzahnung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Richtigerweise wird im Koalitionsvertrag diesem Zusammenhang auf eine Anknüpfung an die sonst abgeregelten Strommengen hingewiesen. Trotzdem fehlt nach wie vor eine gesetzliche Konkretisierung. **Der BWE plädiert dafür, mit dieser Novelle des EEG kostenneutral erste Schnittstellen zwischen den Sektoren Strom, Wärme, Transport und der Industrie zu implementieren**, statt diese mit dem neu geschaffenen §27a zusätzlich zu blockieren. Dafür hat der BWE Bundesregierung und Parlament ein Gutachten zur Verfügung gestellt, welches konkrete Vorschläge für wenige gesetzliche Präzisierungen aufzeigt.<sup>1</sup>

Im Folgenden nimmt der BWE umfassend und detailliert zu den einzelnen Regelungen des Entwurfes des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie Stellung. Wir geben Anregun-

---

<sup>1</sup> Vgl. <https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/ikem-studie-umschalten-statt-abschalten/263-ikem-bwe-studie-umschalten-statt-abschalten.pdf>



gen, unterbreiten konkrete Änderungsvorschläge, stellen Formulierungshilfen bereit und äußern, wo erforderlich, fachlich fundierte Kritik.

Wir gehen davon aus, dass die Bundesregierung dazu beitragen möchte, dass die Energiewende energie-, industrie- und arbeitsmarktpolitisch erfolgreich fortgesetzt wird und international zu ihrem Wort steht. In diesem Wissen bitten wir um Berücksichtigung unserer Hinweise. Nur so wird Deutschland als Investitions- und Innovationsstandort international erfolgreich bleiben und die Menschen auf dem Weg in eine Erneuerbare Energiewirtschaft begeistern.

## Zu den Paragraphen im Einzelnen

### Zu § 1 Zweck und Ziel des Gesetzes

Der § 1 wird durch den vorliegenden Entwurf nicht geändert, damit ist § 1 EEG 2014 weiterhin gültig. Für den BWE ist es wichtig zu betonen, dass es sich bei den anzustrebenden Anteilen der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung in den Jahre 2025 und 2035 um Mindestziele handeln muss. Deshalb müssen mindestens 45 Prozent bis 2025 und mindestens 60 Prozent bis 2035 Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch angestrebt werden.

### Zu § 2 Grundsätze des Gesetzes

Gemäß § 2 soll die Höhe der finanziellen Förderung für Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas durch Ausschreibungen ermittelt werden. Bei der Einführung von Ausschreibungen handelt es sich um eine radikale Veränderung der Grundprinzipien des EEG, die eine Reihe von Errungenschaften der Energiewende in Frage stellt. Das EEG mit seinen festen Vergütungssätzen und dem Einspeisevorrang für Erneuerbare Energien hat seit seiner Einführung im Jahr 2000 zu einem beispiellosen Ausbau der Erneuerbaren Energien geführt. Aufgrund der festgeschriebenen Degression konnten Kostensenkungspotenziale gehoben und Innovationen in hohem Maße angeschoben werden. Diese Erfolgsgeschichte lässt sich mit der Umstellung auf Ausschreibungen nicht ohne Weiteres fortführen.

Der BWE bewertet auch nach intensiven internen Diskussionen Ausschreibungen als ein ungeeignetes Instrument, um die Grundsätze des Gesetzes in § 2 erfüllen zu können. Weder der Erhalt der Akteursvielfalt noch eine kosteneffiziente Förderung der Erneuerbaren Energien werden damit erreicht werden können.

Der im EEG 2014 in § 2 Abs. 1 S.2 enthaltene Hinweis „Die verbesserte Markt- und Netzintegration der Erneuerbaren Energien soll zu einer Transformation des gesamten Energieversorgungssystems beitragen“ fehlt in der Neufassung des § 2. Dieses wichtige Ziel der verbesserten Markt- und Netzintegration sollte wieder aufgenommen werden.

### Formulierungsvorschlag:

*„... integriert werden. Die verbesserte Markt- und Netzintegration der Erneuerbaren Energien soll zu einer Transformation des gesamten Energieversorgungssystems beitragen.*

*(3) Die Höhe der Zahlungen ...“*

## Zu § 3 Begriffsbestimmungen

### 4. Ausschreibung

Laut Definition in § 3 Nr. 4 bezeichnet Ausschreibung ein „objektives, transparentes, diskriminierungsfreies und wettbewerbliches Verfahren“. Diese Attribute sind jedoch nicht per se mit der Einführung von Ausschreibungen gegeben. Das zeigen auch die bereits vorliegenden internationalen Erfahrungen.<sup>2</sup>

### 30. Inbetriebnahme

Nach dem gesetzgeberischen Zweck der Definition (BT Drs. 16/8148, S. 39f) soll die Inbetriebnahme ohne ein Mitwirken des Netzbetreibers erfolgen können, wenn der Anlagenbetreiber alles von ihm Erforderliche getan hat. Dieses Ziel findet sich allerdings nicht im Gesetzeswortlaut wieder. Die Clearingstelle EEG setzt für die Inbetriebnahme voraus, dass der Strom einer Anlage erzeugt und außerhalb der Anlage verbraucht wurde (Clearingstelle EEG, Schiedsspruch 215/29 Rn. 17). Windenergieanlagen benötigen aber zu einer solchen Inbetriebsetzung zwingend einen Netzanschluss. Das Netz gibt insbesondere mit der Netzfrequenz eine Führungsgröße vor, ohne die kaum eine Windenergieanlage in Betrieb gesetzt werden kann. Die Bedeutung des Inbetriebnahme Begriffs steigt zudem, wenn der Gesetzgeber in § 36d Abs. 1 den Verlust des Zuschlags von der rechtzeitigen Inbetriebnahme abhängig machen würde. Daher regen wir folgende klarstellende Ergänzung an:

#### **Formulierungsvorschlag:**

*„...Zeitpunkts der Inbetriebnahme; bei Windenergieanlagen ist die Inbetriebnahme auch dann erreicht, wenn der Anlagenbetreiber alles vom ihm zur Inbetriebsetzung und zum Netzanschluss Erforderliche getan hat und die Inbetriebsetzung nur aus Gründen, die im Netz des Netzbetreibers liegen, nicht erfolgen kann“.*

### 35. Netz

Wir schlagen vor, die bestehende Definition am Ende wie folgt zu ergänzen:

#### **Formulierungsvorschlag:**

*„... allgemeine Versorgung; eine Mehrzahl von zum Anschluss von Anlagen der Erneue-*

---

<sup>2</sup> Vgl. hierzu die von IZES im Auftrag des BWE erstellte Studie „Ausschreibungsmodelle für Wind Onshore: Erfahrungen im Ausland, Berlin 2014; [http://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](http://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)

erbaren Energien an ein Netz errichteten Netzanschlusseinrichtungen (z.B. Umspannwerk nebst Kabeln und Freileitungen) ist auch dann kein Netz in diesem Sinne, wenn eine Vielzahl von Anlagen über große Entfernungen angeschlossen sind, wenn eine nicht als Anlagenbetreiber einzustufende Gesellschaft diese Netzanschlusseinrichtungen betreibt und wenn an diese Netzanschlusseinrichtungen technische Einrichtungen zur Umwandlung von Strom aus Erneuerbaren Energien in eine andere Energieform (z.B. Elektrolyseanlagen oder Power-to-Heat) oder zur Speicherung dieses Stroms (z.B. Batteriespeicher) angeschlossen sind,

Begründung: Um den energiewirtschaftlich sinnvollen Ausbau von Einspeisenetzen einschließlich des Anschlusses von Speicheranlagen und Anlagen der Umwandlung von Strom in andere Energieformen zu ermöglichen und damit nicht zuletzt auch die Allgemeinheit von entsprechenden Kosten zu entlasten, schlagen wir diese o.g. Ergänzung des EEG vor. Als Einspeisenetze werden bekanntermaßen Netzeinspeiseeinrichtungen bezeichnet, die aus mehreren Komponenten bestehen (z.B. ein 380-kV-Umspannwerk und 110-kV-Zuleitungen). Ein Einspeisenetz wird ausschließlich für die Aufnahme des in Erneuerbaren-Energien-Anlagen erzeugten Stromes und den Transport zum Netzverknüpfungspunkt am Übertragungsnetz eingerichtet. Eine Versorgungsfunktion hat das Einspeisenetz damit nur bezüglich des Strombezuges für den Eigenverbrauch der Erneuerbaren-Energie-Anlagen. Es werden keine Endkunden an das Einspeisenetz angeschlossen. Der bestehende Netzbegriff führt zu erheblichen Unsicherheiten bei größeren Netzanschlusseinrichtungen für Einspeisenetze. Er lässt offen, ob sie nicht in bestimmten Fällen eben doch als Netz im Sinne des EEG bzw. – dazu unten – als Energieversorgungseinrichtungen im Sinne des EnWG einzustufen sind.

Einer dieser Fälle ist z.B. die praktisch extrem bedeutsame Konstellation, in der mehrere Anlagenbetreiber eine gesonderte Infrastrukturgesellschaft gründen und in ihr die Netzanschlusseinrichtungen betreiben. Ein weiterer Fall ist der Anschluss eines Batteriespeichers an ein solches Netz, dessen Auswirkungen - jedenfalls nach dem EnWG - zu einer Einstufung als Energieversorgungsnetz im Sinne des EnWG führen und damit die Finanzierung als Einspeisenetz ausschließen könnte.

Die bestehenden Definitionen insbesondere des EnWG führen außerdem nach herrschender Auffassung zur Regulierung eines Einspeisenetzes, wenn Speicher (z.B. Batterien) angeschlossen werden. Das aber bremst ohne Not den Ausbau der Speicherinfrastruktur an Einspeisenetzen und hemmt damit diesen wichtigen Markt. Eine Regulierung ist hier nicht angezeigt, da die EEG-Anlagenbetreiber selbst die Einspeisenetze finanzieren und deshalb keine Mittel über Netznutzungsentgelte in Anspruch nehmen. Auch das bedarf der Korrektur. Deshalb schlagen wir vor, das EnWG entsprechend wie folgt zu ändern:

Das EnWG unterscheidet zwischen den Energieversorgungsnetzen (§ 3 Nr. 16 EnWG) einerseits und den Kundenanlagen (§ 3 Nr. 24a und b EnWG) andererseits. Eine dritte Kategorie gibt es nach herrschender Meinung nicht. Damit sind EEG-Anschlüsseinrichtungen grundsätzlich Kundenanlagen im Sinne des (§ 3 Nr. 24a EnWG). Allerdings bereitet die Voraussetzung des § 3 Nr. 24a a) Probleme in der praktischen Handhabbarkeit der Regelung: Wann



sind solche Anschlusseinrichtungen „auf einem räumlich zusammengehörenden Gebiet“? Ist dies bei Netzanschlüssen über 10 oder 17 (so ein bei der BNetzA erörterter Fall) oder 20 km noch der Fall? Das führt zu Abgrenzungsschwierigkeiten. Diese erschweren die Finanzierung umfassenderer, die Allgemeinheit stark entlastender Einspeisenetze.

Deshalb schlagen wir vor, den § 3 Nr. 24a EnWG wie folgt zu ergänzen:

#### **Formulierungsvorschlag:**

Ergänzung des § 3 Nr. 24 EnWG: „zur Verfügung gestellt werden; *Energieanlagen sind auch dann Kundenanlagen, wenn ihre Ausbreitung ein räumlich zusammenhängendes Gebiet gemäß a) überschreitet, die Energieanlagen jedoch zum Anschluss von Anlagen der Erneuerbaren Energien an ein Energieversorgungsnetz errichtet wurden und an diese Energieanlagen allenfalls noch technische Einrichtungen zur Umwandlung von Strom aus Erneuerbaren Energien in eine andere Energieform (z.B. Elektrolyseanlagen) oder zur Speicherung dieses Stroms (z.B. Batteriespeicher) angeschlossen sind,*“

### **37. Prototyp einer Windenergieanlage an Land**

Nr. 37 definiert die jeweils ersten drei als Prototyp im Register gemeldeten Windenergieanlagen eines Typs an Land als „Prototyp“. Damit sind nur solche Anlagen gemeint, die noch keine Typenprüfung oder Typenzertifizierung ausweisen und deshalb eine gewerbeaufsichtstechnische Einzelprüfung erforderlich machen, um eine Bau- und Betriebsgenehmigung zu erwirken. Bei diesen „Prototypen“ liegen die Voraussetzungen einer vollständigen bundesimmissionsschutzrechtlichen oder baurechtlichen Genehmigung eben nicht vor.

Die Verwendung des Begriffs „Prototyp“ im vorliegenden EEG-Entwurf ist aus Branchensicht problematisch. Denn der Begriff wird in § 6 Abs. 3 der SDLWindV bereits legal definiert: „Prototypen sind die erste Windenergieanlage eines Typs, der wesentliche technische Weiterentwicklungen oder Neuerungen aufweist, und alle weiteren Windenergieanlagen dieses Typs, die **innerhalb von zwei Jahren** nach der Inbetriebnahme der ersten Windenergieanlage dieses Typs in Betrieb genommen werden. Dass eine wesentliche technische Weiterentwicklung oder Neuerung vorliegt, muss durch einen Zertifizierer bestätigt werden.“

Dieser Begriff des Prototyps hat sich in der Branche etabliert, er passt aber nicht mit der nun im EEG zur Ausnahmereglung vorgesehenen Begrenzung von 125 MW zusammen. Auf die SDL-Definition verweisen zahlreiche Regelwerke direkt oder indirekt, indem sie im Zusammenhang mit Windenergie den Begriff „Prototyp“ verwenden. Dazu zählen die TAB Hochspannung FNN vom 1.1.2015, die TR 8 FGW, die VDE FNN AR 4110 Mittelspannung, die VDE FNN AR 4120 Hochspannung, die VDE FNN AR 4130 Höchstspannung sowie diverse Netzanschlussrichtlinien und TAB der Netzbetreiber. Eine weitere Definition von Prototypen - noch dazu in einem Gesetz anstelle einer Verordnung - wird für Verunsicherung und Rechtsstreitigkeiten sorgen. Die Möglichkeit der nachträglichen Zertifizierung wie in der SDLWindV vor-

gesehen ist aber bei der Markteinführung neuer Technologien zentral. Eine Änderung der SDLWindV an dieser Stelle sowie eine Änderung der Verweise wären nur mit hohem Zeitaufwand und Unstimmigkeiten möglich.

Eine abweichende Verwendung des Begriffs Prototyp im EEG und in der SDLWindV sollte daher vermieden werden. Aufgrund der bisherigen Verwendung des Begriffs Prototyp nach SDLWindV sollte diese sehr „weite“ Definition erhalten bleiben. Prototypen nach SDLWindV sollten keinesfalls mengenmäßig begrenzt werden. Um den hohen Anforderungen an den Zertifizierungsprozess gerecht werden zu können, muss es weiterhin möglich sein, solange bis das Einheitszertifikat vorliegt, Anlagen ohne Einheitszertifikat in Betrieb zu nehmen. Wenn die Prototypen nach SDLWindV begrenzt würden, wäre das eine deutliche Behinderung des Ausbaus der Windenergie an Land.

Im EEG ist eine „engere“ Auslegung des Begriffs Prototyp gemeint, daher sollte diese zur rechtlichen Klarstellung anders bezeichnet werden. In § 3 Nr. 37 und durchgängig im EEG 2016 sollte ein anderer Begriff als der des Prototyps verwendet werden, bspw. „Vorserienanlagen“ bzw. „Nullserienanlagen“. So werden Verwechslungen ausgeschlossen. Alternativ ist eine Klarstellung im Gesetz oder in der Gesetzesbegründung möglich, um darzustellen, dass die Definition des Prototyps in der SDLWindV und die daraus resultierenden Rechtsfolgen nicht von der Definition des Prototyps im EEG 2016 tangiert werden. In der Gesetzesbegründung (S. 151 des Entwurfs) ist der Zwei-Jahres-Zeitraum zur Inbetriebnahme weiterer Anlagen dieses Typs aus der SDLWindV nicht genannt. Die Begründung reicht insoweit noch nicht aus.

### **Formulierungsvorschlag:**

Wir schlagen vor, den Begriff Prototyp durch einen neuen Begriff, wie z.B. „Vorserienanlagen“ bzw. „Nullserienanlagen“ zu ersetzen. Hilfsweise sollte im EEG 2016 deutlich gemacht werden, dass der Begriff des Prototyps nach § 6 Abs. 3 S. 3 SDLWindV und die darauf verweisenden Regelwerke von der Definition im EEG 2016 unangetastet bleiben. Hilfsweise wäre eine solche Klarstellung in der Gesetzesbegründung des EEG 2016 denkbar. Dazu sollte in der Begründung des EEG folgendes ergänzt werden: Die Definition Prototyp nach § 3 EEG gilt nur für nicht genehmigungsfähige Anlagen nach BImSchG. Bei diesen Prototypen liegen die Voraussetzungen einer vollständigen bundesimmissionsschutzrechtlichen oder baurechtlichen Genehmigung nicht vor. Der hier definierte Prototyp entspricht nicht dem in der SDLWindV oder den in den technischen Anwendungsregelungen des Forums für Netztechnik und Netzbetrieb beim VDE (VDE/FNN) definierten Prototypen, die sich ausschließlich auf die elektrischen Eigenschaften beziehen, wobei im Übrigen alle Voraussetzungen zur Erteilung einer bundesimmissionsschutzrechtlichen oder baurechtlichen Genehmigung vorliegen. Prototypen nach SDLWindV und den VDE-FNN Vorschriften können demnach unbegrenzt an der Ausschreibung teilnehmen.



Nr. 37 sieht zudem vor, dass es sich um die „ersten drei im Register gemeldeten Windenergieanlagen“ handeln soll. Hier stehen unterschiedliche Interessen gegeneinander. Manche Hersteller vermessen derzeit schon jede neue WEA an drei unterschiedlichen Standorten, um möglichst schnell verlässliche Daten zu erhalten und dabei parallel arbeiten zu können. Andererseits sind bei drei Anlagen pro „Prototyp“ die 125 MW Obergrenze (Ausnahmeregelung von Ausschreibungen) schneller erreicht, als wenn es um ein oder zwei Anlagen gehen würde. Daher schlagen wir vor, die mögliche Meldung im Register auf maximal zwei zu begrenzen.

**Formulierungsvorschlag:**

Ersetzen „die jeweils ersten zwei als Prototypen...“

Zur Formulierung in Nr. 37 a:

Bei WEA an Land gibt es sehr viele verschiedene Gründungsstrukturen, aber keine, die einen Prototyp im eigentlichen Sinne rechtfertigen. Um keine unnötigen Ausnahmetatbestände zu schaffen, plädieren wir für eine Streichung.

**Formulierungsvorschlag:**

In § 3 Nr. 37 a) das Wort Gründungsstrukturen streichen.

Zur Formulierung in Nr. 37 b

In einigen Fällen können Typenzertifikate auf theoretischer Grundlage erteilt werden. Dennoch ist ein Prototypentest im Feld auch in diesen Fällen unabdingbar. Daher muss der Teilsatz „ zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme noch nicht erteilt ist“ gestrichen und der erste Halbsatz mit den Worten einer „neuen oder geänderten“ Typenprüfung präzisiert werden

**Formulierungsvorschlag**

*Nr: 37 b) einer neuen oder geänderten Typenprüfung oder einer Einheitenzertifizierung bedürfen, die ~~zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme noch nicht erteilt ist und~~ erst nach der Inbetriebnahme einer Anlage erteilt werden kann,*

**Zu § 4 Ausbaupfad**

Es ist aus Sicht des BWE essentiell, dass es bei dem Ausbaukorridor von 2.500 MW netto pro Jahr für Wind an Land bleibt. In seiner Marktanalyse Windenergie an Land<sup>[2]</sup> hat das BMWi

---

<sup>[2]</sup> Siehe <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/marktanalyse-freiflaeche-photovoltaik-wind-an-land,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Seite 6

einen durchschnittlichen jährlichen Bruttozubau ab dem Jahr 2016 in Höhe von 4.400 MW für die Windenergie an Land errechnet. Hierin sind Repowering-Projekte mit berücksichtigt. Die Entwicklung des Anteils der Repowering-Projekte muss allerdings aus Sicht des BWE sehr sorgfältig anhand des Anlagenregisters beobachtet werden, da sich der Rückbau in den letzten Jahren anders als prognostiziert entwickelt hat. Die Vorgaben im Referentenentwurf entsprechen nicht dem Kompromiss, den der Bund und die Länder im Zuge der EEG-Novelle 2014 geschlossen haben. Für Wind an Land ist in § 4 eine Steigerung der installierten Leistung der Windenergieanlagen an Land bis zu 2.500 MW netto pro Jahr vorgesehen, was aus Sicht des BWE zu unklar ist. Der Korridor muss sich auch später in den folgenden §§ des Gesetzes widerspiegeln. Deshalb fordert der BWE folgende Formulierung:

#### **Formulierungsvorschlag:**

*„§ 4 Ausbaupfad*

*Die Ziele nach § 1 Absatz 2 Satz 2 sollen erreicht werden durch*

- 1. Eine Steigerung der installierten Leistung der Windenergie an Land um ~~bis zu~~ 2.500 MW pro Jahr netto,*

*(...)*

*Das Ausschreibungsvolumen für Windenergieanlagen an Land bestimmt sich nach dem Stand der Erreichung der Ziele nach § 1 Absatz 2 Satz 2 und einer mindestens auszuschreibenden Bruttomenge, die 2.500 MW pro Jahr netto entspricht.*“

#### **Zu § 5 Ausbau im In- und Ausland**

Der BWE unterstützt generell den Leitgedanken der Bundesregierung, die deutsche Energiewende stärker europäisch zu denken. Die vorgeschlagene Öffnung nationaler Fördermechanismen sieht der BWE jedoch grundsätzlich kritisch. Durch die vorgesehene 5 Prozent-Öffnung wird das ohnehin begrenzte Ausbauvolumen für deutsche Akteure weiter beschnitten und die Verschärfung des Wettbewerbs nochmals intensiviert. Gleichzeitig sind mit einer Öffnung aufgrund der Verschiedenartigkeit der Förderbestimmungen in den EU-Mitgliedstaaten eine Vielzahl ungeklärter Fragen und ungelöster Herausforderungen verbunden.

Der vorliegende EEG-Entwurf lässt viele, teils wesentliche Punkte ungeklärt, teilweise mit Verweis auf die Verordnungsermächtigung zur Öffnung von Ausschreibungen für Anlagen im Ausland in § 88 a.

Konkret sieht der BWE in § 5 folgende Probleme: unzureichende Sicherung der deutschen Erneuerbare Energien Ausbauziele nach § 1 und § 4 EEG sowie Mangel an Investorensicherheit, negative Auswirkungen auf die Akzeptanz, Benachteiligung deutscher Wettbewerber allgemein und kleiner Akteure im Speziellen, Defizit demokratischer Legitimität aufgrund § 88a. Auf diese wird im Folgenden näher eingegangen.

## Realisierung nationaler Ausbauziele und Investitionssicherheit

### Zu Absatz 2

Es bleibt unklar, wie die 5 Prozent in der Formel zur Errechnung des Ausbauvolumens für Wind an Land in Anlage 2 Berücksichtigung finden. Es wird nicht deutlich, worauf die 5 Prozent zu beziehen sind: auf das Ausbauvolumen jeder Technologie im Einzelnen oder auf die gesamte jährliche Ausschreibungsmenge? Daraus resultierende Fragen hinsichtlich Art der Ausschreibungen (technologieneutral oder technologiespezifisch) und Einhaltung der nationalen technologiespezifischen Ausbaukorridore werden ebenfalls nicht adressiert.

### Zu Absatz 4

Im Entwurf bleibt offen, wie die Realisierung der nationalen Ausbauziele für Erneuerbare Energien allgemein und Wind an Land im Speziellen nach §§ 1, 4 EEG sichergestellt wird. Was passiert beispielsweise, wenn Anlagen ausländischer Projektentwickler in Deutschland zwar gefördert, aber im Ausland nicht realisiert werden? In dieser Hinsicht ist zu begrüßen, dass sich das BMWi in § 88a Absatz 1 Nummer 6 vorbehält, in den geöffneten Ausschreibungen „Regelungen zu treffen, um die Errichtung, die Inbetriebnahme und den Betrieb der Anlagen sicherzustellen“. Die Regelungen sollten aber deutlicher gefasst werden, um das Ziel einer nahe 100% liegenden Realisierungsquote zu erreichen.

## Erhalt der Akzeptanz

### Zu Absatz 3

Die vom BMWi formulierten Bedingungen erscheinen vernünftig und werden vom BWE begrüßt. Im Detail sehen wir jedoch in mehrfacher Hinsicht Potenzial für weitere negative Auswirkungen auf die Akzeptanz für die Energiewende: Seit Bestehen der Richtlinie 2009/28/EG wurden die Kooperationsmechanismen mit einer Ausnahme nicht genutzt. Dies ist unter anderem der Unklarheit und Uneinigkeit über Kostenteilung und damit verbundener möglicher Akzeptanzproblematiken in der eigenen Bevölkerung geschuldet. In dem Gesetzentwurf bleibt der Aspekt der Kostenteilung gänzlich unberücksichtigt. Ebenso wenig wird erläutert, wie der Nachweis nach § 5 Absatz 3 Nr. 3 erbracht werden soll. In § 88a Absatz 1 Nummer 9 behält sich das BMWi lediglich vor, zu regeln, dass abweichend von § 5 der Strom nicht im Bundesgebiet erzeugt oder im Bundesgebiet in ein Netz eingespeist werden muss.

Es wird dem deutschen EEG-Umlagenzahler schwer zu vermitteln sein, dass er Anlagen bzw. Strom im Ausland bezahlt ohne einen für ihn nachvollziehbaren Nutzen.

### Vermeidung einseitiger Nachteile für deutsche Wettbewerber und Berücksichtigung kleiner Akteure

Das oben beschriebene Potenzial für eine verminderte Akzeptanz würde durch mögliche wettbewerbliche Nachteile für die heimische Industrie weiter erhöht werden.

Zwar ist in § 5 Absatz 3 Nr. 2 das Prinzip der Gegenseitigkeit verankert. Unklar bleibt aber, was unter „einem vergleichbaren Umfang“ zu verstehen ist. Deutschland ist aktuell einer der größten Märkte für Windenergie an Land in der EU und wird es voraussichtlich auch künftig bleiben. Falls mit der Formulierung ein vergleichbarer verhältnismäßiger Umfang (5 Prozent des Gesamtschreibevolumens eines Partnerlandes) gemeint ist, könnten in erster Linie deutsche Wettbewerber benachteiligt sein, weil sich für sie die tatsächliche Ausschreibungsmenge in einer Größenordnung reduziert, die durch die wechselseitigen Möglichkeiten im Partnerland gegebenenfalls nicht ausgeglichen wird.

Kleinere Akteure sind in geöffneten Ausschreibungen gleich in zweifacher Hinsicht benachteiligt. Zum einen sind sie gegenüber all jenen Akteuren benachteiligt, die das Risiko „versunkener Kosten“ leichter ertragen können, zum anderen besteht für sie ein Informationsnachteil, der sich aus einer Unkenntnis internationaler Märkte ergibt. Kleinere Akteure verfügen selten über Vorkenntnisse zu den Regularien in anderen Ländern. Oftmals sind auch nicht die Kapazitäten vorhanden, sich Kenntnisse über weitere Systeme zu verschaffen. Bei Ausschreibungsmengen, die passend für kleine Projekte, aber unattraktiv für größere Projektierer wären, würden Gebote seitens kleiner Akteure aufgrund mangelnder Informationen ausbleiben. In dem vorliegenden EEG-Entwurf bleiben Nachteilsausgleiche kleinerer Akteure unberücksichtigt.

Weiteres Potenzial für eine verminderte Akzeptanz ergibt sich aus ungleichen Ausschreibungsbedingungen für verschiedene Akteure.

### Demokratische Legitimierung

Das BMWi erläutert nicht, wie die geöffneten Ausschreibungen im Konkreten aussehen könnten und eine Chancengleichheit sichergestellt wird. Die Details bzgl. sämtlicher Kriterien abweichend von den nationalen Ausschreibungen zu regeln, ohne den Bundesrat einbeziehen zu müssen, behält es sich vielmehr für eine Verordnung vor, zu welcher die Bundesregierung und das BMWi durch § 88a Absatz 1 – 4 ermächtigt werden.

### **Folgende Punkte fordert der BWE, die in dem vorliegenden Entwurf in §5 eingearbeitet werden müssen:**

- Die Bundesregierung muss sicherstellen, dass die nationalen Ausbauziele nach § 1 EEG und § 4 EEG für die Erneuerbaren Energien generell und Windenergie an Land im Speziellen erreicht werden. In dem Gesetzentwurf sollte ersichtlich werden, wie dies gewährleistet werden wird, auch im Rahmen der geöffneten Ausschreibungen.

- Das BMWi sollte die Aspekte der Kostenteilung und Wirkung für die deutsche Energiewende adressieren, bevor geöffnete Ausschreibungen durchgeführt werden, um die Akzeptanz für die Energiewende in der Bevölkerung zu erhalten. Hierzu sollte das BMWi u.a. aufzeigen, wie ein Nachweis über einen vergleichbaren Effekt auf den deutschen Strommarkt erbracht werden wird.
- Die Bundesregierung sollte sicherstellen, dass deutschen Akteuren durch die Öffnung der nationalen Ausschreibungen keine Nachteile – sei es bezüglich Ausschreibevolumen oder anderer Aspekte – entstehen. Hierfür sollte auch spezifiziert werden, was „in einem vergleichbaren Umfang“ in § 5 Absatz 3 Nummer 2 heißt. Außerdem sollten kleinere Akteure in der Ausgestaltung der geöffneten Ausschreibungen besonders berücksichtigt werden.

### Zu § 7 Gesetzliches Schuldverhältnis

Im vorliegenden Referentenentwurf ist der im EEG 2014 enthaltene Abs. 2 nicht mehr enthalten. Der Absatz 2 hat allerdings große praktische Bedeutung und muss daher unbedingt wieder aufgenommen werden. § 7 Abs. 2 EEG 2014 stellt ein Verbotsgesetz im Sinne des § 134 BGB dar und besagt, dass grundsätzlich von den Bestimmungen des EEG nicht (durch Vertrag, Satzung etc.) zu Lasten des Anlagenbetreibers oder des Netzbetreibers abgewichen werden darf. Diese Regelung diente dem Schutz von Anlagenbetreibern und Netzbetreibern sowie mittelbar dem Schutz Dritter und bewirkte eine effiziente Durchsetzung des EEG.

Das Abweichungsverbot des Abs. 2 hat sich über Jahre bewährt. In der Vergangenheit wurden oft von Netzbetreibern Verträge verlangt, die von den Vorschriften des EEG abwichen. Durch das zwingende Recht des EEG 2014 in § 7 Abs. 2 war es für Anlagenbetreiber noch tragbar, Verträge mit Netzbetreibern zu zeichnen, da vom EEG zuungunsten einer Partei abweichende Vereinbarungen nichtig waren. Zudem hat die Regelung große Bedeutung für die Bestimmung des sachgerechten Verknüpfungspunkts. Da sie sowohl Anlagen- als auch Netzbetreiber einbezieht, schützt sie beide Beteiligten.

Sollte das Abweichungsverbot jetzt aufgehoben werden, sind hier erneut Probleme absehbar. Die schon jetzt übermächtige Stellung der Netzbetreiber würde noch vergrößert und es müsste geraten werden, dass Anlagenbetreiber etwaige Verträge kündigen, womit ein hohes Konfliktpotenzial eröffnet und eine Prozesslawine ausgelöst würde.

Eine Notwendigkeit oder ein Vorteil der Aufhebung des Abweichungsverbots kann hier nicht gesehen werden. Zudem wäre dies systemwidrig: nach § 30 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 EnWG dürfen die Betreiber von Energieversorgungsnetzen ebenfalls nicht von bestimmten Regelungen abweichen. Deshalb fordert der BWE die Wiederaufnahme des § 7 Abs. 2 EEG 2014.

### Formulierungsvorschlag:

*„...eines Vertrages abhängig machen.*

(2) Von den Bestimmungen dieses Gesetzes darf unbeschadet des § 11 Absatz 3 und 4 nicht zu Lasten des Anlagenbetreibers oder des Netzbetreibers abgewichen werden. Dies gilt nicht für abweichende vertragliche Vereinbarungen zu den §§ 5 bis 55, 70, 71, 80 und 100 sowie zu den aufgrund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnungen, die

1. Gegenstand eines Prozessvergleichs im Sinne des § 794 Absatz 1 Nummer 1 der Zivilprozessordnung sind,

2. dem Ergebnis eines von den Verfahrensparteien bei der Clearingstelle durchgeführten Verfahrens nach § 81 Absatz 4 Satz 1 Nummer 1 entsprechen oder

3. einer Entscheidung der Bundesnetzagentur nach § 85 entsprechen.“

### **Zu § 9 Abs. 6 Technische Vorgaben**

Die Geltung der Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV) muss in § 9 Abs. 6 verlängert werden. Andernfalls besteht das Risiko einer fehlenden oder unvollständigen Erbringung der Systemdienstleistungen, wodurch eine erhebliche Gefährdung der Netzstabilität und damit der Versorgungssicherheit in Deutschland entstehen würde.

Mit der SDLWindV wurde im Zusammenhang mit dem EEG 2009 erstmals eine Kopplung der für die erfolgreiche Netzintegration von Erzeugungsanlagen mit Erneuerbaren Energien notwendigen technischen Eigenschaften mit den Fördermechanismen des EEG eingeführt. Hierzu referenziert die SDLWindV im Wesentlichen auf die technischen Vorgaben der Mittelspannungsrichtlinie des BDEW bzw. des Transmission Code. Zusätzlich wurde ein verbindliches Nachweisverfahren für die Erbringung dieser Systemdienstleistungen über eine gestufte Zertifizierung durch hierfür akkreditierte Zertifizierungsstellen definiert.

Im Rahmen der letzten Novellierung wurde die Anwendung der SDLWindV auf Erzeugungsanlagen mit Inbetriebnahme bis zum 31.12.2016 begrenzt (§ 9, Absatz 6, EEG). Diese Befristung geschah gemäß Gesetzesbegründung zum EEG 2014 unter der Annahme, dass bis zu diesem Zeitpunkt die Anwendungsregeln des VDE für die relevanten Spannungsebenen (Hoch- und Mittelspannung) umfänglich und unter Vorgabe dezidierter Nachweispflichten Anwendung finden können. Aufgrund der zeitlich gegenüber der ursprünglichen Planung erheblich verzögerten Verabschiedung der grundlegenden Europäischen Netzwirkkodizes der EU werden die Anwendungsregeln des VDE jedoch nicht vor 2017 verabschiedet und damit voraussichtlich erst 2019 verbindlich angewendet werden müssen.

Dem aktuellen Referentenentwurf zur Neuregelung des EEG folgend ist keine neue Fristsetzung in § 9 Absatz 6, vorgesehen. Dementsprechend entfaltet die SDLWindV für Erzeugungsanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 01.01.2017 keine Wirkung mehr. Eine fehlende oder unvollständige Erbringung der Systemdienstleistungen stellt ein nicht unerhebliches Risiko für den sicheren Netzbetrieb dar.

Deutschland läuft mit vorliegendem Referentenentwurf zur Neufassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) in eine Regelungslücke von 24 bis 30 Monaten hinein, in der ein



etabliertes und valides Nachweisverfahren ausgesetzt wird. Es wird dringend empfohlen, die bisherige Frist in § 9 Absatz 6 EEG zu ersetzen. Da im Zuge der Einführung der Europäischen Netzwirkkodizes Mitte des Jahres 2019 eine Neuregelung der maßgeblichen Netzanschlussregeln bevorsteht, schlagen wir als neue Frist den 01.05.2019 vor. Demnach ergibt sich der nachfolgende Änderungsvorschlag zur Entwurfsfassung des EEG.

#### **Formulierungsvorschlag:**

#### **§ 9 Abs. 6 EEG 2014 wird wie folgt geändert:**

*„Betreiber von Windenergieanlagen an Land, die vor dem 1. ~~Januar 2017~~ **Mai 2019** in Betrieb genommen worden sind, müssen sicherstellen, dass am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die Anforderungen der Systemdienstleistungsverordnung erfüllt werden.“*

Zudem müssten in der SDLWindV Änderungen vorgenommen werden.

Um Rechtsunsicherheit in der Übergangszeit auszuschließen, sollte sich die SDLWindV zunächst auf den Transmission Code 2007 und die BDEW Mittelspannungsrichtlinie 2008 beziehen. Da ab 01.01.2017 die TAB Hochspannung für Hochspannungsanlagen gültig sein wird, sollte die TAB Hochspannung optional in die SDLWindV aufgenommen werden. Keinesfalls sollte die TAB Hochspannung die alleinige Grundlage der Nachweispflicht in § 3 der SDLWindV bilden. Denn ab dem 01.01.2017 sind die Verfahren und Prozesse nach TAB Hochspannung noch nicht ausreichend erprobt, um sie als gesetzliche Grundlage festzusetzen. Vielmehr sollte optional die Möglichkeit bestehen, den Nachweis für Anlagen auch nach TAB Hochspannung zu führen. Deshalb sollte die TAB Hochspannung parallel zum Transmission Code 2007 und zur BDEW Mittelspannungsrichtlinie 2008 als Grundlage des Nachweisprozesses gelten.

#### **Formulierungsvorschlag:**

Kapitel 6 der SDLWindV könnte wie folgt ergänzt werden: *„Wird ein vollständiger Nachweis für die Einhaltung der VDE AR N 4120 Kapitel 11 und Kapitel 12 erbracht, gilt § 3 als erfüllt“*. Damit wäre dann der Nachweis der technischen Anforderungen für EE Anlagen sowie der Umgang mit Anlagen ohne Einheitenzertifikate geregelt.



## Zu § 15 Härtefallregelung

Wir begrüßen, dass § 15 Härtefallregelung unberührt bleibt und verweisen auf die BEE-Stellungnahme zum Strommarktgesetz vom 14. März 2016.<sup>3</sup> 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.<sup>4</sup>

## Zu § 19 Zahlungsanspruch

Absatz 2 regelt, dass der Anspruch nach Abs. 1 nur besteht, wenn der Betreiber 1. kein vermiedenes Netzentgelt in Anspruch nimmt und 2. keine Steuerbegünstigung in Anspruch nimmt.

Der BWE hat sich bereits mehrfach gegen den Wegfall der Steuerbegünstigung nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 3 StromSteuerG ausgesprochen. Projekte zur lokalen Nutzung von Erneuerbarem Strom z.B. in Einspeisenetzen oder in Kombination mit Speichern und lokalem Stromverbrauch (Wärmenetze, Schwimmbadheizung, etc.) wurden nur durch die Zahlung der EEG-Vergütung zusätzlich zur Stromsteuerbefreiung möglich. In diesen Fällen handelt es sich im weitesten Sinne um Forschungs- und Entwicklungs- bzw. Pilotprojekte zur Förderung der Sektorenkopplung, die finanziell ohne Unterstützung nicht darstellbar sind. Die Befreiung von der Stromsteuer ersetzt somit quasi Forschungs- und Entwicklungsgelder. Auch zur Sicherung der Akzeptanz des Erneuerbare-Energien-Ausbaus in strukturschwachen Räumen kann die Stromsteuerbefreiung beitragen. Der Betreiber erhält die Möglichkeit, Kunden mit räumlicher Nähe zum Windpark von der Stromsteuer zu befreien und ihnen einen günstigeren Strompreis anzubieten. So profitieren die Menschen vor Ort direkt. Im Zuge der Diskussionen um zunehmende „EinsMan“-Schaltungen bekommt die lokale Nutzung von Überschussstrom besondere Bedeutung. Es gilt: „Nutzen vor Abregeln!“ D.h., dass die Energie zunächst in power-to-x Anlagen, wie z.B. power-to-heat oder power-to-gas genutzt oder gespeichert wird. Nur wenn das nicht möglich ist, sollte abgeregelt werden. Damit die Energie genutzt werden kann, sollten netzdienliche Speicher neben „Endverbraucher“ und „Erzeuger“ als separate dritte Kategorie „Speicher“ definiert werden. Denn wenn ein Speicher zur Netzentlastung beiträgt, sollte dieser auch von den Netzentgelten oder Abgaben wie z.B. der Stromsteuer befreit werden.

---

<sup>3</sup> [http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere\\_Stellungnahmen/20160314\\_BEE-Stellungnahme\\_zum\\_Strommarktgesetz.pdf](http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/20160314_BEE-Stellungnahme_zum_Strommarktgesetz.pdf), S. 4 -9

<sup>4</sup> 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

**Formulierungsvorschlag:**

§ 19 Absatz 2 Nummer 2 streichen: ~~keine Steuerbegünstigung nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 3 des Stromsteuergesetzes für den Strom in Anspruch genommen wird.~~

**Zu § 20 Abs. 2 Marktprämie**Zu Abs. 2

Der Abs. 2 letzter Satz ist unklar formuliert. Die Klarheit ergibt sich nur aus der Gesetzesbegründung. Es wird daher folgende ergänzende Klarstellung vorgeschlagen

**Formulierungsvorschlag:**

*„Wird der Strom von Anlagenbetreiber unmittelbar an einen Letztverbraucher veräußert, sind die Sätze 1 und 2 entsprechend anzuwenden mit der Maßgabe, dass der Anlagenbetreiber insoweit die Befugnisse des Direktvermarktungsunternehmens nach Satz 1 Nr.2 wahrnimmt.“*

Zu Abs. 3

Im vorgeschlagenen Abs. 3 wird mit Verweis auf das derzeit noch nicht abschließend diskutierte Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende/Messstellenbetriebsgesetz auf die Anlagensteuerung allein über die Messgeräte (Smartmeter) bzw. der dort installierten Gateways abgestellt. Hierbei ergeben sich erhebliche Unsicherheiten für den laufenden Betrieb des Anlagenbestandes über alle Erzeugungsarten hinweg, da demnach keine alternativen Techniken mehr Anwendung finden dürften, obwohl diese über ein dem BSI-Schutzprofil vergleichbares Sicherheitsniveau verfügen. Die erst vor Kurzem mit der verpflichteten Direktvermarktung eingeführten und umgesetzten Fernsteuerbarkeitslösungen könnten, trotz Übergangslösungen, nicht mehr verwendet werden, wenn einer der Datenzugangsberechtigten den Einbau der Gateways veranlasst. Auch die Kommunikationsanbindung der bisherigen technischen Einrichtung zur Reduzierung der Einspeiseleistung über den Netzbetreiber wäre nach dem Wortlaut des Referentenentwurfes dann nicht mehr möglich. Darüber hinaus würde Erneuerbaren Energien Anlagen der Weg zum Regelenergiemarkt verwehrt sein, da die technischen Anforderungen dazu separat abgesicherte Übertragungstechniken verlangen. Die hier vorgeschlagene Formulierung benennt daher klar die notwendigen Eigenschaften, die eine Übertragungstechnik leisten muss, um wie bisher einen sicheren mit Direktvermarktern und Netzbetreibern verzahnten Anlagenbetrieb Erneuerbarer Energieanlagen zu gewährleisten. Mit der Formulierung „oder über eine dem BSI-Standard vergleichbaren Technik erfolgen“ soll weiter die Möglichkeit offen gehalten werden, bisherige Übertragungstechnik zu verwenden, wenn sie die grundlegenden Sicherheitsanforderungen des BSI erfüllen.



### Formulierungsvorschlag: in Abs. 3

*„(3) Die Abrufung der Ist-Einspeisung und die ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung nach Absatz 2 muss bei folgenden Anlagen entweder über ein intelligentes Messsystem erfolgen, ~~wenn mit dem intelligenten Messsystem kompatible und sichere Fernsteuerungstechnik am Markt vorhanden und deren Einbau wirtschaftlich vertretbar~~*

*~~1. bei Anlagen, bei denen nach § 29 des Messstellenbetriebsgesetzes intelligente Messsysteme einzubauen sind, bis spätestens fünf Jahre nach dem Zeitpunkt, ab dem die Ausstattung der Anlage mit einem intelligenten Messsystem nach § 30 des Messstellenbetriebsgesetzes technisch möglich und nach § 31 des Messstellenbetriebsgesetzes wirtschaftlich vertretbar ist, und~~2. bei Anlagen, bei denen bereits bei Inbetriebnahme ~~ein intelligentes Messsystem eingebaut ist.~~ wenn Gateways am Markt vorhanden sind, welche*

*a) mit den Anlagen kompatibel sind*

*b) einen sicheren Betrieb, insbesondere die Fernsteuerung im Rahmen von Wartung und Betriebsführung ermöglichen*

*c) für die Vermarktung notwendigen Funktionalitäten, insbesondere der für die Fernsteuerbarkeit notwendigen Signallaufzeiten sichergestellt sind und*

*d) deren Einbau wirtschaftlich vertretbar ist oder über eine dem BSI-Standard vergleichbaren Technik erfolgen.*

*Alternativ zum intelligenten Messsystem darf Technik eingesetzt werden, die über ein mit dem BSI-Standard vergleichbares Sicherheitsniveau verfügt.*

*Bei anderen Anlagen sind unter Berücksichtigung der einschlägigen Standards und Empfehlungen des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik Übertragungstechniken und Übertragungswege zulässig, die dem Stand der Technik bei Inbetriebnahme der Anlage entsprechen.“*

### Zu § 21 Einspeisevergütung

Systematischer Hinweis: in § 21 fehlt die Regelung, wie sich die Einspeisevergütung bestimmt. Wenn dies in § 53 geregelt sein soll, so müsste hierauf verwiesen werden. Allerdings kann dies nur § 21 Abs. 1 Nr. 1 gelten, siehe Kommentar zu § 53. Für § 21 Abs. 1 S. 2 ist die Verringerung bereits in § 53 Abs. 3 S. 2 geregelt und es würde eine doppelte Verringerung vorliegen.

### Zu § 21 c Verfahren für den Wechsel

Gegenüber dem alten § 21 soll die Monatsfrist nunmehr auch für die erstmalige Veräußerung des Stroms gelten. Diese vorgeschlagene Regelung ist weder praktisch erforderlich noch sinnvoll umsetzbar. Nach der vorherigen Rechtslage kann punktgenau angemeldet werden, z.B. auf den Inbetriebnahmezeitpunkt fixiert, bspw. zum 15. eines Monats. Zudem sind meist vor der Inbetriebnahme die Zählpunkte noch nicht bekannt, so dass die Monats-



frist meist nicht eingehalten werden könnte. Nach der neuen Rechtslage könnte immer nur zum Monatsersten angemeldet werden. Dem BWE sind keine praktischen Probleme der vorliegenden Rechtslage bekannt, daher sollte die für alle Seiten vorteilhaftere und praktisch umsetzbare Regelung beibehalten werden.

#### **Formulierungsvorschlag:**

*„(1) Anlagenbetreiber müssen (...) mitteilen, ~~wenn sie erstmals Strom in einer Veräußerungsform nach § 21b Abs. 1 veräußern oder wenn sie zwischen (...)~~“*

#### **Zu § 22 Wettbewerbliche Bestimmung der Marktprämie**

Der BWE spricht sich dafür aus, die Grenze der Anlagen, die nicht an der wettbewerblichen Bestimmung der Marktprämie teilnehmen müssen, an der sogenannten De-minimis Grenze der Umwelt- und Energiebeihilferichtlinien der EU-Kommission auszurichten. Danach können bis zu 18 MW unter gewissen Bedingungen von der Ausschreibung ausgenommen werden.

Außerdem müssen die Regelungen für die sogenannten Übergangsanlagen aus dem EEG 2014 unverändert übernommen werden. Der Vertrauensschutz der Anlagenbetreiber darf nicht gefährdet werden.

Zu den einzelnen Übergangsbestimmungen des §22 Nr. 5:

Zu b): diese Übergangsbestimmung geht deutlich und auch unnötig über die Voraussetzungen im § 102 EEG 2014 hinaus. Hier sollten die bestehenden Vorschriften ausreichen: nach den Vorschriften des Anlagenregisters muss jede Genehmigung gemeldet werden. Hier eine zusätzliche und sehr knappe Frist für die Meldung ins Anlagenregister neu einzuführen, ist nicht sachgerecht. Zudem sind die Folgen unverhältnismäßig hart: wer nicht innerhalb eines Monats die Genehmigung mit allen erforderlichen Angaben einreicht, verliert den kompletten Anspruch auf die Übergangsregelung. Dafür gibt es keinen, eine so weitreichende Sanktion rechtfertigen den sachlichen Grund. Die Anforderung „mit allen erforderlichen Angaben“ ist eine zusätzliche Anforderung. Die Pflichten aus dem Anlagenregister sind selbst Fachleuten oft schwer verständlich. Hier den kompletten Anspruch aus der Genehmigung zu verlieren, ist nicht verhältnismäßig.

Zusätzlich wird vorgeschlagen, einen ergänzenden Satz zwei in Nr. 5 aufzunehmen: Die Übergangsregelung soll auch dann Anwendung finden, wenn eine vollständige Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) bis Jahresende 2016 vorliegt, aber z.B. aufgrund immer wieder vorkommender technischer Änderungen der Anlagenhersteller Änderungen im Anlagentyp erforderlich werden, die im neuen Jahr genehmigungsseitig abzuarbeiten sind.

**Forderung: Streichung des § 22 Nr. 2 Nr. 5 b).**

Zudem müsste in c) der Verweis auf b) gestrichen werden, c) wird b)

**Formulierungsvorschlag:**

*„5. bis zum 31. Dezember 2018 Windenergieanlagen an Land, wenn*

*a) (...) genehmigt worden sind,*

*~~b) die Genehmigung nach Buchstabe a vor dem 1. Februar 2017 mit allen erforderlichen Angaben im Register gemeldet worden ist und~~*

*~~c) der Genehmigungsinhaber nicht vor dem 1. März 2017 durch schriftliche Erklärung gegenüber der Bundesnetzagentur unter Bezugnahme auf die Meldung nach Buchstabe b auf den gesetzlich bestimmten Anspruch auf Zahlung verzichtet hat,~~*

*Änderungen des Anlagentyps am gleichen Standort sind unschädlich.“*

**Zu § 22a Prototypen**

Zu Abs. 1.

§ 22 a Absatz 1 nimmt Prototypen Wind an Land mit einer Leistung von insgesamt bis zu 125 MW von Ausschreibungen aus. Zum Begriff der Prototypen verweisen wir auf unsere Ausführungen zu § 3 Nr. 37. § 22 a begrenzt die Ausnahme von Ausschreibungen für Prototypen Wind an Land auf 125 MW pro Jahr. Nach dem Windhund-Prinzip muss der Anspruch geltend gemacht werden, andernfalls verschiebt sich der Vergütungsbeginn für die zeitlich zuletzt in Betrieb genommene Anlage ins folgende Kalenderjahr (Prototypen müssen im Anlagenregister eingetragen werden). Um sicherzustellen, dass die 125 MW nicht auf Prototypen nach SDLWindV bezogen sind, sollte dies in der Begründung erläutert werden.

**Formulierungsvorschlag:**

In der Begründung wird ergänzt: Die Begrenzung auf 125 MW gilt nicht für die Prototypen nach SDLWindV.

Die Obergrenze von 125 MW sollte mit einem Monitoring regelmäßig überprüft und ggf. angepasst werden, wenn ein zu großer Anteil von Anlagen in spätere Perioden verschoben werden muss. Durch die zunehmend größeren Leistungsklassen ist zu erwarten, dass die Obergrenze zukünftig noch früher ausgeschöpft sein wird.

**Zu § 27a Zahlungsanspruch und Eigenversorgung**

Es wird darauf hingewiesen, dass die Tatbestandsvoraussetzungen von Windparks, in dem die WEA von unterschiedlichen Anlagenbetreibern betrieben werden, regelmäßig nicht erfüllt werden können, weil der Strom einer Windenergieanlage physikalisch auch in nebenstehenden Windenergieanlagen am selben Verknüpfungspunkt als Betriebsstrom verbraucht



wird. Da es keine Übergangsregelung gibt, würde die Regelung zum Förderstopp für alle betroffenen Windparks ab Inkrafttreten der Regelung führen. Daher ist die unten vorgeschlagene Änderung dringend erforderlich.

Die Regelung führt jedoch auch dazu, dass im Rahmen einer wünschenswerten und aus Gründen der Netzentwicklung erforderlichen **Sektorenkopplung** insbesondere der windparknahe Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen (bspw. Elektrolyseuren) unmöglich würde. Die Betriebsszenarien für jene Anlagen sehen vielfach und regelmäßig vor, dass der Betriebsstrom vor dem Einspeisepunkt aus nahegelegenen Windparks bezogen wird. Dies erfolgt in aller Regel durch Direktleitungen oder den Anschluss im Umspannwerk auf Einspeiseseite. Ein derartiges Betriebsszenario ist aus Netzstabilitätsgesichtspunkten, aber vor allem aus Effizienzaspekten wünschenswert, da so im Wesentlichen überschüssiger Strom für die Power-to-Gas-Anlage verwendet wird. Es ist auch denkbar, ein solches Betriebsszenario mit sonstigen Netzstabilitätsmaßnahmen zu verbinden. Die Möglichkeiten der dargestellten Szenarien einer Sektorenkopplung würden durch die Vorschrift des § 27a unmöglich. Der BWE schlägt daher die Streichung des Paragraphen vor.<sup>5</sup>

#### Formulierungsvorschlag:

##### **Streichung des § 27 a**

##### **Alternativ wird folgende Ergänzung/Änderung vorgeschlagen**

*„...soweit der Strom nicht durch die Anlage oder durch andere am selben Verknüpfungspunkt angeschlossene Anlagen oder in den Neben- und Hilfsanlagen der Anlagen oder zum Ausgleich physikalisch bedingter ~~Netz~~-Verluste verbraucht wird oder im Rahmen einer Sektorenkopplung (z.B. in Power-to-Gas oder Power-to-Heat-Anlagen oder ähnliches ) verwendet wird.*

Entsprechend sollte auch § 21b Abs. 4 Nr. 2 angepasst werden.

#### **Zu § 28 Ausschreibungsvolumen**

Eine komplexe mathematische Formel ist nicht geeignet, um den kontinuierlichen Ausbau der Windenergie zu sichern und die Ziele des Gesetzes zu erreichen. Auf sie sollte verzichtet werden.

---

<sup>5</sup> Vgl. dazu auch das Gutachten des IKEM <https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/ikem-studie-umschalten-statt-abschalten/263-ikem-bwe-studie-umschalten-statt-abschalten.pdf>



Die hohen Sensitivitäten der Variablen der Formel haben gezeigt, dass es zu keiner Zielsicherung durch die Formel kommen kann. Trotz der eingebauten Nachholungen innerhalb der Formel ist es sehr umstritten, ob sie das Ziel, das sie verfolgt, am Ende auch erreicht.

Deshalb ist es aus der Sicht des BWE essentiell, eine ausreichend große Menge an Windenergie an Land mindestens auszuschreiben. Der BWE sieht hier die Zielsetzung aus dem EEG 2014 für angemessen. Deshalb sollte die Zubaumenge 2.500 MW netto betragen und die Mindestausschreibungsmenge entsprechend der im Anlagenregister der BNetzA eingetragenen Rückbauten errechnet werden. In seiner Marktanalyse Windenergie an Land<sup>[2]</sup> hat das BMWi einen durchschnittlichen jährlichen Bruttozubaubau ab dem Jahr 2016 in Höhe von 4.400 MW für die Windenergie an Land errechnet. Hierin sind Repowering-Projekte mit berücksichtigt. Die Entwicklung des Anteils der Repowering-Projekte muss allerdings aus Sicht des BWE sehr sorgfältig anhand des Anlagenregisters beobachtet werden, da sich der Rückbau in den letzten Jahren anders als prognostiziert entwickelt hat.

Der BWE hält die Durchführung einer Ausschreibungsrunde pro Quartal für gangbar. Darüber hinaus wäre es auch denkbar, dass ein Ausschreibungsturnus von sechs Runden pro Jahr gewählt wird. Dies erlaubt es noch schneller, Nichtrealisierungen aus vergangenen Runden zeitnah neu auszuschreiben.

#### **Formulierungsvorschlag:**

*„§ 28*

*Ausschreibungsvolumen*

*(1) Bei Windenergieanlagen an Land berechnet die Bundesnetzagentur das Ausschreibungsvolumen eines Jahres nach Maßgabe der Formel in Anlage 2 oder einer Mindestausschreibungsmenge brutto, die unter Berücksichtigung der abgebauten Leistung gemäß Anlagenregister der Bundesnetzagentur 2.500 MW pro Jahr netto entspricht. Das sich so ergebende Ausschreibungsvolumen verteilt sie gleichmäßig (...)*“

#### **Zu § 31 Sicherheiten**

Der BWE spricht sich dafür aus, dass Sicherheiten erst bei Zuschlag hinterlegt werden müssen.

---

<sup>[2]</sup> Siehe <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/marktanalyse-freiflaeche-photovoltaik-wind-an-land,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Seite 6

### Zu § 32 Zuschlagsverfahren

Der BWE begrüßt die Regelung, dass bei gleicher Gebotsmenge und demselben Gebotswert mit der niedrigsten Gebotsmenge angefangen wird.

### Zu § 33 Ausschluss von Geboten

**Abs. 2 Nr. 1:** Der BNetzA wird hier die Möglichkeit eingeräumt, Gebote vom Zuschlagsverfahren auszuschließen, wenn auf den angegebenen Flurstücken bereits Anlagen errichtet wurden. Dies darf jedoch nicht im Falle eines Repowering gelten.

**Forderung:** Ergänzung in Abs. 2 Nr. 1 „[...]eine Anlage in Betrieb genommen worden ist und die im Gebot genannten Anlagen keinen Ersatz für bestehende Anlagen darstellen sollen [...]“.

### Zu § 36 Gebote für Windenergie an Land

Der BWE begrüßt die sogenannte späte Ausschreibung und das Erfordernis, dass die Genehmigung nach dem BImSchG bei Gebot vorliegen muss. Nicht ersichtlich hingegen erscheint, warum die Genehmigung 6 Wochen vor Gebotstermin erteilt worden sein muss. Nach Auffassung des BWE muss die erteilte Genehmigung kurz vor dem Gebotstermin immer noch ausreichen.

### Zu § 36b Höchstwert für Windenergie an Land

Die Bundesregierung will durch den Wechsel zu Ausschreibungen eine marktwirtschaftliche Preisbildung ermöglichen. Dem widerspricht allerdings, dass beabsichtigt wird, einen Höchstpreis für Gebote administrativ festzulegen. Dies zeigt, dass die Bundesregierung ganz offensichtlich grundsätzliche Zweifel hat, eine wettbewerbliche Preisbildung im Bereich eines kleinen Sektors der Energiewirtschaft könne zustande kommen. Diese Zweifel müssten eigentlich dazu führen, es bei dem heutigen Instrument und Mechanismus des EEG zu belassen oder Alternativvorschläge wie z.B. aus der Bundesnetzagentur ergebnisoffen zu diskutieren. Der BWE mahnt eine solche Diskussion an und lehnt die Festsetzung eines Höchstpreises für Gebote ab.

Da dennoch die Einführung eines Höchstpreises geplant ist, muss der Höchstpreis mit einem Mindestpreis begleitet werden. Weiterhin muss bei der Festlegung des Höchstpreises drin-



gend das Kapitalmarktumfeld berücksichtigt werden.<sup>6</sup> Entsprechend müsste § 85a angepasst werden.

### **Zu § 36d Erlöschen von Zuschlägen für Windenergie an Land**

#### Zu Absatz 2:

Die Regelung des § 36 d Abs. 2 erscheint wenig praktikabel und insbesondere auch hinsichtlich ihrer Ausgestaltung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) wenig verlässlich. Im Einzelnen:

Die Regelung steht gemäß Abs. 2 im Ermessen der BNetzA. Wie die Behörde wann hiervon Gebrauch machen wird, ist entsprechend unklar. Das überrascht insbesondere deshalb, weil die weiteren Voraussetzungen einer Verlängerung durchaus sehr hoch sind. Weshalb es trotzdem noch eines Ermessens der Behörde bedarf, ist nicht verständlich. Die Regelung sollte deshalb unbedingt als gebundene Bestimmung ausgestaltet werden. Es sollte also ein Anspruch auf die Verlängerung bestehen.

Die weiteren Voraussetzungen sind teils nicht sinnvoll, teils viel zu hoch:

- Gemäß Nr. 1 muss ein Rechtsbehelf Dritter rechtshängig geworden sein. Das bedeutet, dass dieses Verfahren schon bei Gericht sein muss. Bloße Widerspruchsverfahren würden damit noch keine Verlängerung ermöglichen. Hat die Behörde über den Widerspruch eines Dritten noch nicht entschieden, muss dieser Dritte noch kein Gerichtsverfahren anstrengen. Dann gibt es keine Verlängerung, obwohl der Widerspruch weiterhin das Vorhaben bedroht und gegebenenfalls die Finanzierung verhindert oder verzögert. Davon abgesehen kann es durchaus sein, dass der Rechtsbehelf zwar vor Erteilung des Zuschlags rechtshängig wird, der Bieter aber erst nach Erteilung des Zuschlags davon erfährt. Auch ein Rechtsbehelf nach dem verbindlich eingereichten Gebot und vor dem Zuschlag ist von der aktuellen Regelung nicht erfasst, dieser Fall ist aber nicht unwahrscheinlich und muss daher von der Regelung des § 36 d erfasst werden.
- Nr. 2 setzt eine Verlängerung der Gültigkeit der Genehmigung voraus. Auch das ist nicht verständlich, weil Genehmigungen oft durchaus eine hinreichende Geltungsdauer haben, um die gesamte Realisierungsdauer von 30 Monaten plus Verlängerung abzudecken. Beispiel: In Brandenburg werden wegen § 69 BbgBO auch BImSchG-Genehmigungen für Windenergieanlagen teils für sechs Jahre erteilt. Eine Verlängerungsmöglichkeit besteht daher schon von vornherein dann nicht, wenn entweder

---

<sup>6</sup> Vgl. dazu die Sensitivitätsanalyse der Finanzierungsparameter in der aktuellen Kostenstudie der Deutschen WindGuard, S. 40ff, [https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/kostensituation-der-windenergie-land-deutschland-update/20151214\\_kostensituation\\_der\\_windenergie\\_an\\_land\\_in\\_deutschland\\_update.pdf](https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/kostensituation-der-windenergie-land-deutschland-update/20151214_kostensituation_der_windenergie_an_land_in_deutschland_update.pdf)



keine Frist nach § 18 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG gesetzt wurde, oder wenn – praktisch üblich – die Festsetzung im Bescheid ab der Bestandskraft des Bescheides gesetzt wird.

- Nach Nr. 3 muss die Behörde die sofortige Vollziehung angeordnet haben oder dies muss im gerichtlichen Verfahren geschehen sein. Häufig steht aber gerade die Anordnung der sofortigen Vollziehung über einen Rechtsbehelf im Streit. Häufig kommt es hierauf auch gar nicht an, weil z.B. die finanzierende Bank letztlich eine bestandskräftige, also von allen Rechtsbehelfen Dritter freie Genehmigung wünscht und nicht bloß eine für sofort vollziehbar erklärte Genehmigung. Damit würden die Bieter völlig unnötig in einen zusätzlichen Rechtsstreit im Eilrechtsschutz gedrängt, auch wenn nicht beabsichtigt wäre, vor Bestandskraft der Genehmigung zu bauen.

Der BWE schlägt daher folgende einfache und praktikable Regelung vor

- So lange die Genehmigung Bestand hat (und ggf. auch verlängert wurde), muss der Zuschlag Bestand haben und ggf. verlängert werden. Das wird nie dauerhaft, weil es lange Kettenverlängerungen nicht geben wird.
- Die Verlängerung darf nicht im Ermessen der BNetzA stehen.

#### Formulierungsvorschlag:

*„(2) Auf einen vor Ablauf der Frist nach Abs. 1 gestellten Antrag des Bieters verlängert die Bundesnetzagentur die Frist, nach der der Zuschlag erlischt, wenn und soweit*

*1. gegen die im ~~bezugschlagten~~ verbindlich eingereichten Gebot angegebene Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz ~~nach Erteilung des Zuschlags~~ ein Rechtsbehelf Dritter ~~rechtshängig geworden ist~~ eingelegt wurde und*

*2. die Gültigkeit der Genehmigung nach Nummer 1 ~~durch die zuständige Behörde verlängert worden ist~~, ggfs. nach Verlängerung durch die Behörde, weiterhin besteht.*

*~~3. die sofortige Vollziehbarkeit der Genehmigung nach Nummer 1 in diesem Zusammenhang durch die zuständige Behörde oder gerichtlich angeordnet worden ist.“~~*

#### Zu § 36e Änderung nach Erteilung des Zuschlags für Windenergieanlagen an Land

Absatz 2 .

Die derzeitige Formulierung in Abs. 2 erfasst unter „geänderte Genehmigung“ keine neuen Genehmigungen gemäß Gesetzesbegründung (S. 171). Dies entspricht nicht der Praxis, da bei Änderungen die Behörden oftmals eine neue Genehmigung erlassen. Daher wird folgende Ergänzung vorgeschlagen

**Formulierungsvorschlag:**

*„(2) Wird die Genehmigung nach der Erteilung des Zuschlags geändert, bleibt der Zuschlag auf die geänderte Genehmigung bezogen; der Umfang des Zuschlags verändert sich nicht. Als Änderung gilt auch die Erteilung einer neuen Genehmigung auf dem gleichen Flurstück.“*

Zumindest sollte dieser Hinweis in die Gesetzesbegründung aufgenommen werden. Die Formulierung lehnt sich an die Formulierung aus der PV-Freiflächenverordnung an.

**Zu § 36f Besondere Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften**

Mit dem § 36f legt das BMWi das ausformulierte Modell der besonderen Regelungen für kleinere Akteure vor. Der BWE hat schon bei der Vorstellung der Eckpunkte dieses Modell als nicht weitgehend genug kritisiert.<sup>7</sup> Auch in der konkretisierten Form wiederholt der BWE seine Kritik, da nicht eines der entscheidenden Risiken ausgeräumt wird: weder das Preis- noch das Zuschlagsrisiko werden im Vorschlag des BMWi für besondere Akteure aufgelöst. Dadurch, dass Bürgerenergiegesellschaften auch an der (regulären) 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.

Die Studie „Charakterisierung und Chancen kleiner Akteure bei der Ausschreibung für Windenergie an Land“ im Auftrag der Fachagentur Windenergie an Land e.V. (2015)<sup>8</sup> hat gezeigt, dass die Teilnahmepflicht an den geplanten Auktionen für Bürgerwindprojekte zu prohibitiv hohen Marktschranken führen. Weder ist eine Preisvorausschau möglich, noch ist eine auskömmliche Vergütung nach Erhalt einer bundesimmissionsschutzrechtlichen Genehmigung gesichert. Unter solchen Bedingungen wird es für kleine Markt- und Bürgerwindakteure nicht mehr möglich sein, gemeinsam mit den Bürgern vor Ort neue Bürgerwindprojekte zu entwickeln.

Der vermeintliche Vorteil einer Anmeldung zur Ausschreibung ohne eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz birgt größere Risiken, als sich mit einer Genehmigung nach BImSchG an einer regulären Ausschreibung zu beteiligen.

Der Vorschlag von BMWi führt dazu, dass die Bürgerwindakteure rund zwei Jahre vor der Erlangung der BImSchG-Genehmigung ihr Gebot abgeben. Das erlaubt zwar, weitere Ausga-

---

<sup>7</sup> Vgl. <https://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/2016/referentenentwurf-fuer-eeg-novelle-gefaehrdet-mittelstand-untergraebt>

<sup>8</sup> Vgl. [http://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA-Wind\\_Studie\\_kleine\\_Akteure\\_in\\_Ausschreibungen\\_IZES\\_07-2015.pdf](http://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA-Wind_Studie_kleine_Akteure_in_Ausschreibungen_IZES_07-2015.pdf)



ben für die Projektentwicklung davon abhängig zu machen, ob eine auskömmliche Vergütung „ersteigert“ werden konnte. Allerdings sind zu diesem Zeitpunkt typischerweise bereits rund 30 Prozent der Investitionen in die Projektentwicklung getätigt. Bei einem Scheitern in der Auktion wären diese Vorentwicklungskosten für das Projekt (üblicherweise 65.000 - 90.000 Euro für eine Anlage) verloren. Diese Werte gelten für eine einzelne Windenergieanlage; sie fallen um ein Vielfaches höher aus, sofern ein Park mit bis zu sechs Windenergieanlagen bis zu 18 MW Leistung errichtet wird.

Durch § 36f haben Bürgerenergiegesellschaften den Nachteil gegenüber sonstigen Teilnehmern an der Ausschreibung, dass sie binnen 54 Monaten ab dem Zuschlag zwingend das Vorhaben umsetzen müssen. Sie haben nicht die Möglichkeit, nach Erhalt der BImSchG-Genehmigung mit einer Beteiligung an der Ausschreibung z.B. noch solange zu warten, bis ein Drittwiderspruch erledigt ist, weil die harte Frist des § 36 f Abs. 3 Nr. 2 besteht und zudem die 54-Monats-Frist gemäß § 36 f Abs. 3 Nr. 4 auf den Erstzuschlag gemäß § 36 d Abs. 1 abstellt.

Zudem können sich ungewollte Auswirkungen auf die Realisierungswahrscheinlichkeit ergeben, weil Vorhaben zwischen dem Zuschlag für ein Bürgerenergieprojekt und der BImSchG-Genehmigung scheitern können. Hier muss unbedingt sichergestellt werden, dass nicht realisierte Ausschreibungsmengen auf Folgeausschreibungen übertragen werden. Es fehlt zudem eine Regelung, für den Fall, dass ein Projekt nicht genehmigt wird: wird die Erstsicherheit nach Abs. 2 N. 1 dann zurück erstattet?

Es ist nicht verständlich, dass das BMWi nicht den vollen Spielraum, den die EU-Kommission den Mitgliedsstaaten für Ausnahmeregelungen einräumt, ausschöpft, weshalb der BWE das vom BMWi vorgeschlagene Modell ablehnt.

### **Zu § 36g Anzulegender Wert für Windenergie an Land**

Die im Absatz 1 angenommenen Stützwerte zur Errechnung der Vergütung in Bezug auf den zu bietenden 100%-Standort resultieren aus der Analyse der Kostenstruktur der Windenergie an Land des zweistufigen Vergütungssystem mit dem Referenzstandort aus der Anlage 2 des EEG 2014.<sup>9</sup> Der BWE hat mit der Deutsche WindGuard eine Analyse der Auswirkungen auf die Kostenstruktur durch die im EEG-Eckpunktepapier und im vorliegenden Gesetzentwurf vorgeschlagenen Änderungen des Vergütungssystem und des Referenzstandortes vorgelegt.<sup>10</sup> Aus dieser Analyse ergibt sich eine Verschiebung der Korrekturfaktoren zwischen den Gütefaktoren. Es ergeben sich daraus folgende Werte:

---

<sup>9</sup> Vgl. [https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/kostensituation-der-windenergie-land-deutschland-update/20151214\\_kostensituation\\_der\\_windenergie\\_an\\_land\\_in\\_deutschland\\_update.pdf](https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/kostensituation-der-windenergie-land-deutschland-update/20151214_kostensituation_der_windenergie_an_land_in_deutschland_update.pdf)

<sup>10</sup> Vgl. [https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/kurzanalyse-zu-verhaeltnisfaktoren-unter-verschiedenen-annahmen/20160314\\_windguard\\_kurzanalyse\\_verhaeltnisfaktoren\\_verschiedene\\_annahmen.pdf](https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/kurzanalyse-zu-verhaeltnisfaktoren-unter-verschiedenen-annahmen/20160314_windguard_kurzanalyse_verhaeltnisfaktoren_verschiedene_annahmen.pdf)



Gütefaktor	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Korrekturfaktor:	1,35	1,19	1,06	1,00	0,96	0,89	0,84	0,84	0,84

Darüber hinaus plädiert der BWE für eine Differenzierung bis zum 60%-Standort.

Das Ergebnis zeigt nach Auffassung des BWE, wie eine gute und belastbare Ausgestaltung der Korrekturfaktoren unter Berücksichtigung der geänderten finanziellen und technischen Rahmenbedingungen aufgrund der Umstellung von einem zweistufigen auf ein einstufiges Vergütungssystem sowie der Veränderung des Referenzstandortes in Anlage 3 Nummer 4 bei gleichzeitigem Erhalt einer Anreizung für den Zubau windstärkerer Standorte aussehen könnte.

Zu Absatz 2: Der BWE begrüßt die Überprüfungszeiträume von 5, 10 und 15 Jahren. Dabei muss aber darauf geachtet werden, dass nur durch den Betreiber beeinflussbare Stillstandszeiten in den Bewertungen zum Tragen kommen dürfen. Alle anderen aus genehmigungsrechtlichen Erfordernissen folgenden Stillstandszeiten dürfen keine Schlechterstellung des Betreibers zur Folge haben. Entsprechend ist Anlage 3 Nummer 7 anzupassen.

### **Zu § 36h Dauer des Zahlungsanspruchs für Windenergieanlagen an Land**

Die Regelung des § 36h entwertet die Fristverlängerung des § 36d. Eine Notwendigkeit hierfür wird nicht gesehen. Es wird das Gegenteil erreicht von dem, was die Verlängerung erreichen muss. Zudem wird der zukünftige Anlagenbetreiber durch die Drittrechtsbehelfsführer erpressbar. Der Paragraph müsste entweder gestrichen oder umgekehrt formuliert werden.

**Vorschlag: § 36 h streichen**

### **Zu § 51 Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen**

Die Erweiterung der Sechs-Stunden-Regelung auf den gesamten Spotmarkt begrüßt der BWE. Das verringert zwar die auftretenden Fälle, das Problem der schwer zu prognostizierenden Erlöseinbußen für die Anlagenbetreiber wird dadurch jedoch nicht gelöst.

Der BWE empfiehlt – wie im Übrigen auch die Gutachter des BMWi – den Paragraphen zu streichen.<sup>11</sup> Aus energiewirtschaftlicher Sicht macht dieser Paragraph keinen Sinn, denn er

<sup>11</sup> Vgl. [https://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](https://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)



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. Hinzu kommt, dass die Reaktionsmöglichkeiten der Direktvermarkter, mit § 51 relevanten Ereignisse umzugehen, mit Risiken behaftet und kartellrechtlich mindestens fragwürdig sind. So könnte z.B. durch Abschalten von Anlagen und Rückkauf des Stroms im Intraday-Handel eine Nachfrage erzeugt werden, die zu positiven Preisen führen könnte. Diese Strategie müsste von einer genügend großen Anzahl von Akteuren verfolgt werden. Dieses Vorgehen ist kompliziert, verursacht Kosten und könnte eine Preismanipulation darstellen, die ohne mögliche Verstöße gegen das Kartellrecht nicht umsetzbar wäre.

Die Bundesregierung sollte mit der Europäischen Kommission ins Gespräch treten und die energiewirtschaftliche Unsinnigkeit dieser Regelung noch einmal deutlich machen und aufzeigen, dass es sich bei negativen Preisen nicht um eine „Stromschwemme“, ähnlich wie „Butterberge“ und „Milchseen“, handelt .

Zu Absatz. 3 Nr. 1 Auch diese Regelung begrüßt der BWE.

### **Zu § 52 Verringerung des Zahlungsanspruchs bei Pflichtverstößen und Ausfallvergütung**

Die in § 52 geregelten Konsequenzen von Pflichtverstößen sind nach Auffassung des BWE zum Teil deutlich unverhältnismäßig.

#### Zu Abs.1

Nach Nr. 1 und 2 verringert sich der anzulegende Wert auf null, wenn die Meldung an das Anlagenregister nicht ordnungsgemäß erfolgt ist. Diese Sanktion erscheint nicht verhältnismäßig, zumal die Regelungen des Anlagenregisters nicht einfach zu verstehen sind und selbst unter Fachleuten verschieden ausgelegt werden. Der BWE verweist hier auf die Gutachten zur Verfassungsmäßigkeit der Regelung, die vom Fachverband Biogas vorgelegt wurden. Hier sollte eine einfache Fälligkeitsregelung ausreichen.

#### **Formulierungsvorschlag:**

„(1) Der Zahlungsanspruch nach § 19 wird erst fällig...

1. wenn Anlagenbetreiber...
2. wenn...

**Alternativvorschlag:** Fassung der Tatbestände des Abs. 1 unter Abs. 3 und Sanktion die Verringerung des anzulegenden Wertes um 20 Prozent. Weiterhin ist analog zu dem Kommentar zu § 27 a Abs. 1 Nr. 4 zu streichen.

## Zu § 53 Verringerung der Einspeisevergütung

Der § 53 entspricht im Wesentlichen dem § 37 Abs. 3 EEG 2014, so auch ausweislich der Gesetzesbegründung. Der § 37 Abs. 3 EEG 2014 gilt allerdings nur für die so genannten kleinen Anlagen. Für diese ergibt sie auch Sinn, weil sie die Einspeisungsvergütung unabhängig von einer Direktvermarktung erhalten und damit nicht die vom Gesetzgeber eben z.B. bei Windenergieanlagen mit 0,4 ct/kWh angenommenen Direktvermarktungskosten tragen müssen. Im EEG 2016 würde die Regelung aber insbesondere auch die so genannte Ausfallvergütung gemäß § 21 Abs. 1 Nr. 2 treffen. Damit würde die ohnehin geringe Ausfallvergütung noch einmal gekürzt. Dafür gibt es keinen Anlass und das war ausweislich der Begründung zum EEG 2016 auch nicht Absicht des Gesetzgebers. Daher muss § 53 wie folgt ergänzt werden:

### Formulierungsvorschlag:

*„Die Höhe des Anspruchs auf die Einspeisungsvergütung gemäß § 21 Abs. 1 Nr. 1 berechnet sich...“ (Rest wie bisher).*

Die Überschrift sollte „Höhe der Einspeisevergütung“ heißen, da sie die Höhe der Einspeisevergütung nach § 21 konkretisiert

## § 55 Strafzahlungen

### Nr. 2

Die Formulierungen des Satzes zwei sind widersprüchlich. Nach Nr. 1 ist eine Inbetriebnahme in den Monaten 25 und 26 nach Bekanntgabe des Zuschlags ohne Strafzahlung noch möglich, obwohl nach Satz 1 Nr. 2 eine Pönalisierung bei Inbetriebnahme ab 24 Monaten nach Bekanntgabe vorgesehen ist.

Ergänzt werden müsste ein Hinweis auf § 36d Abs. 2: wenn die Frist nach § 36d Abs. 2 verlängert wurde, dürfen keine entsprechenden Pönalen anfallen.

**BWE-Vorschlag:** Ergänzung eines neuen Abs. 2 (2): *Wurde die Frist nach § 36d Abs. 2 verlängert, so verschieben sich die Fristen um den Zeitraum, um den die Frist, nach der der Zuschlag erlischt, verlängert wurde.*

## Zu § 80 Doppelvermarktungsverbot

Nach § 80 Abs. 1 Satz 4 ist die Vermarktung als Regelenergie im Rahmen der Direktvermarktung nicht als mehrfacher Verkauf oder anderweitige Überlassung von Strom anzusehen. Die Bereitstellung von Regelenergie ist eine Systemdienstleistung, die zunehmend auch durch Erneuerbare Energien Anlagen bereitgestellt werden kann. Wir begrüßen die Klarstellung, dass Regelenergie nicht gegen das Doppelvermarktungsgebot verstößt. Ähnliches gilt auch

für die Blindleistung und § 80 sollte wie unten vorgeschlagen ergänzt werden. Betreiber von Windenergieanlagen haben zusätzliche Investitionskosten, wenn ihre Anlagen in der Lage sein sollen, zusätzlich zur Wirkleistung auch Blindleistung mit dem Netz auszutauschen. Ferner führt der tatsächliche Austausch von Blindleistung mit dem Netz zu erhöhten Strömen, was physikalisch bedingt höhere Verluste und damit höhere Betriebskosten nach sich zieht. Es besteht die grundsätzliche Bereitschaft, zukünftig weitere Fähigkeiten zur Verfügung zu stellen, wenn dies finanziell kompensiert wird. Daher sollte sichergestellt werden, dass eine zukünftig denkbare Vergütung von Blindenergie nicht durch das Doppelvermarktungsgebot ausgeschlossen wird.

#### **Formulierungsvorschlag:**

§ 80 Abs. 1 Satz 4 könnte wie folgt ergänzt werden: „... als Regel- und Blindenergie“.

#### **Zu § 80a Kumulierungsverbot**

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.

#### **Zu § 85a Festlegung zu den Höchstwerten der Ausschreibung**

Obwohl der BWE, wie zu § 36b betont, die Einführung eines Höchstpreises ablehnt, sollte bei einer Einführung darauf geachtet werden, dass die Bundesnetzagentur auf die Entwicklungen am Kapitalmarkt mit einer Veränderung des Höchstpreises reagieren kann. Der Kapitalmarkt ist im Moment in einer extremen Ausnahmesituation. Dies allein rechtfertigt bzw. erfordert ein Abkehr von der bisherigen Haltung, Kapitalmarktzinsveränderungen nicht im Fördersatz berücksichtigen zu wollen. Die Hürden für die BNetzA nach § 85a eine Anhebung des Höchstwertes vorzunehmen, sind mit einer dreifachen aufeinanderfolgenden Verfehlung der Ausschreibungsmenge extrem hoch, so dass es zu einer solchen Anpassung selten bis nie kommen wird. Die Entwicklung des Kapitalmarktzinses nach oben ist jedoch in der Laufzeit des EEG 2016 zu erwarten. Deshalb fordert der BWE der BNetzA die Möglichkeit zu geben, in solchen Situationen zu reagieren.

#### **Formulierungsvorschlag:**

*„§ 85a Festlegung zu den Höchstwerten der Ausschreibung*

*(1) (...)*

*(2) Ein Höchstwert soll nach Absatz 1 gesenkt werden, wenn die durchschnittlichen Erzeugungskosten deutlich unter dem Höchstwert liegen. Ein Höchstwert ~~kann~~ soll nach Absatz 1 erhöht werden, wenn in den letzten drei Ausschreibungen mit den*

*zulässigen Geboten das Ausschreibungsvolumen nicht gedeckt werden konnte und die durchschnittlichen Erzeugungskosten über dem Höchstwert liegen oder wenn die Veränderung der Rendite der Bundesanleihen mit 10-jähriger Laufzeit einen Schwellenwert von 0,5%-Punkten überschreitet.*

(3) (...)“

### **Zu § 88a Verordnungsermächtigung zur Öffnung von Ausschreibungen für Anlagen im Ausland**

In § 88a werden Bundesregierung bzw. das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ermächtigt durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates Regelungen zu sämtlichen Aspekten des Designs der geöffneten Ausschreibungen abweichend von den nationalen Bestimmungen zu treffen.

Es ist davon auszugehen, dass in den beteiligten Partnerländern unterschiedliche Förderbestimmungen herrschen und dass je nach gewählter Ausschreibungsart (gemeinsame oder gegenseitig geöffnete Ausschreibung) Einigungen bzgl. unterschiedlich vieler Designaspekte erforderlich sein werden. Einerseits ist es wichtig, dass Wettbewerber gleichen Bedingungen unterliegen. Gleichzeitig wird jeder die potenziellen Partner versuchen nationale Bestimmungen auch in den geöffneten Ausschreibungen zu verankern. Es erscheint als unrealistisch davon auszugehen, dass den Partnerländern von deutscher Seite sämtliche Bedingungen vorgegeben werden können. Gleichzeitig ist es jedoch aus BWE-Sicht problematisch, dass Kernpunkte des deutschen Systems bei jedem völkerrechtlichen Abkommen erneut zum Gegenstand politischer Verhandlungsmasse und möglicher Änderung werden. Darüber hinaus ist kritisch zu sehen, dass der Bundesrat keine Mitsprache bei der Regelung der Inhalte der völkerrechtlichen Vereinbarungen haben soll. Dies würde klar ein Defizit demokratischer Legitimierung darstellen.

Die in § 88a vorgesehene Befugnisse für die Bundesregierung und das BMWi gehen weit über die Regelung des § 5 hinaus und werden deshalb vollständig abgelehnt.

Es muss eine Einbindung des Bundestages und des Bundesrates bei einer so weitreichenden Frage erfolgen. Ferner und davon unbesehen gilt es prinzipiell auch in den geöffneten Ausschreibungen Kernelement des deutschen Systems beizubehalten.

#### **Formulierungsvorschlag:**

*„§88a*

*Verordnungsermächtigung zur Öffnung von Ausschreibungen für Anlagen im Ausland  
Die Bundesregierung wird ermächtigt, unter den in § 5 genannten Voraussetzungen durch Rechtsverordnung ~~ohne~~ mit Zustimmung des Bundesrates Regelungen zu Ausschreibungen zu treffen, die Anlagen im Bundesgebiet und in einem oder mehreren anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union offenstehen. Dabei*

müssen die betroffenen Anlagen folgende Kriterien erfüllen: flexible Marktprämie erhalten, materielle Präqualifikationskriterien erbringen analog BImSchG, Bedingungen der Härtefallregelung, Anforderungen an Netzkompatibilität und Systemdienlichkeit erbringen.

. ,insbesondere

(...)

~~2 zu regeln, welche staatliche oder private Stelle in der Bundesrepublik Deutschland oder in einem anderen Mitgliedstaat der Europäischen Union die ausschreibende Stelle nach Absatz 1 oder 2 ist und wer die Zahlungen an die Anlagenbetreiber leisten muss“~~

### § 95 Nr. 6 Verordnungsermächtigung Grünstrom

Der BWE begrüßt, dass auch weiterhin eine Verordnungsermächtigung zu Vermarktung von Grünstrom an Letztverbraucher enthalten ist. Zur Umsetzung dieser Verordnungsermächtigung und zu den vom BMWi vorgelegten Eckpunkten für ein regionales Grünstromkennzeichnungssystem vom 11.03.2016 nimmt der BWE wie folgt Stellung:

Nach der Abschaffung des Grünstromprivilegs mit der Einführung des EEG 2014 hofften nicht nur in der Windenergiebranche die Marktakteure auf eine Alternative. Der BWE hat daher das von einigen Akteuren erarbeitete Grünstrom-Marktmodell (GMM) unterstützt und bedauerte 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 vorgelegten Eckpunkte erfüllt die vom BMWi genannten Leitgedanken für ein Grünstrom-Kennzeichnungssystem nicht und wird vom Arbeitskreis Direktvermarktung im BWE daher abgelehnt. Bei näherer Betrachtung wird deutlich, dass der Vorschlag des BMWi im Widerspruch zu den Leitgedanken steht, mit denen das Ministerium für seinen eigenen Vorschlag wirbt.

- zu 1. „Das System zur Kennzeichnung soll möglichst einfach sein“

Das System ist für die Letztverbraucher nicht einfach zu verstehen. Die bisherige Stromkennzeichnung von Strom aus Erneuerbaren Energien ist Letztverbrauchern schon jetzt schwer vermittelbar, da sie die echte Strombeschaffung des Energieversorgers nicht realitätsnah abbildet, sondern nur den Anteil der gezahlten EEG-Umlage widerspiegelt.

Da wie bisher im Rahmen des Marktprämienmodells der gesamte Strom als Graustrom an der Börse gehandelt wird, ist somit die Stromherkunft für Letztverbraucher bereits jetzt kaum nachvollziehbar. Mit der Option, diesen EEG-Anteil der Strommengen, die regional eingekauft, mit Zertifikaten nachgewiesen und

entwertet wurden, zu unterlegen, führt zu einer weiteren Verkomplizierung der Stromkennzeichnung.

- zu 2. „Die Kennzeichnung soll glaubwürdig sein“

Ein regionales Kennzeichnungssystem findet nur Anklang, wenn es Letztverbrauchern die Möglichkeit gibt, an EE-Anlagen, die in räumlicher Nähe zum Verbraucher betrieben werden zu partizipieren oder glaubwürdig die Stromerzeugung und den Verbrauch in Beziehung zu setzen. Gerade die Intransparenz und die nicht vorhandene Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch führen zu Argumentationslinien, welchen die Letztverbraucher nicht folgen können, da die Frage nach der Quelle der verbrauchten Strommengen nicht glaubhaft beantwortet wird.

Obwohl das hier vorliegende Kennzeichnungssystem dem Kern nach nicht den Anspruch hat diese oben genannten Punkte zu erfüllen, wird schon in der Einleitung im Eckpunktepapier der Eindruck erweckt, dass das vorliegende System einer von den Marktakteuren gewünschten Vermarktungsmöglichkeit entgegen kommt. Das Eckpunktepapier suggeriert hier einen energiewirtschaftlichen Mehrwert, den es schlicht nicht hat. Die Glaubwürdigkeit, ein zentraler Bestandteil der Akzeptanz beim Letztverbraucher, ist mit dem hier vorliegenden System über die Maßen strapaziert.

- zu 3. „Die EEG-Umlage soll nicht zusätzlich belastet werden“

Dass ein reines Kennzeichnungssystem die EEG-Umlage nicht belasten sollte, versteht sich von selbst. Mehrkosten entstehen jedoch an anderer Stelle, da wie bisher die Vermarkter für den EEG-Anteil Herkunftsnachweise erwerben, die zusätzlich durch regionale Nachweise belegt werden müssten.

Zusätzlich zu den Kosten für das Herkunftsnachweisregister fallen also Kosten für An- und Abmeldung und die Kontoführung inklusive des Zertifikaterwerbs und deren Entwertung an, welche auf die Letztverbraucher umgelegt werden müssten. Diese Mehrkosten sind in Anbetracht der oben erwähnten nicht vorhandenen Systemdienlichkeit nicht vermittelbar.

- zu 4. „Das System soll energiewirtschaftlich sinnvoll sein“

Systemdienliche Aspekte kann ein reines Kennzeichnungssystem nicht erfüllen, da der Bilanzzeitraum von einem Jahr es nicht notwendig macht, dass der gekennzeichnete Strom gleichzeitig mit dem Stromverbrauch des belieferten Endkunden erzeugt wird, was im Kontext der Regionalität allerdings ein wichtiges Argument in der Kommunikation zwischen Vermarkter und Letztverbraucher wäre.

Eine aktivere Rolle als Mittler zwischen Erzeugung und Verbrauch können somit die Vermarkter weiterhin nicht einnehmen.

### **Fazit:**

Der vorliegende Entwurf entspricht nicht dem Interesse der Marktteilnehmer, die im Interesse der Energiewende ein nachvollziehbares und glaubhaftes System der Grünstromkennzeichnung und -vermarktung anstreben, welches ohne Belastung der EEG-Umlage einen energiewirtschaftlichen Mehrwert bringt. Die hier vorgelegten Eckpunkte erreichen die selbst gesteckten Ziele nicht und suggerieren einen Mehrwert, der nicht entsteht.

### **Zu § 100 Übergangsvorschriften**

#### **Zu Abs.1**

- Nr. 1: Die Übergangsregelung ist ersichtlich unvollständig, ergänzt werden müssen **der § 27a sowie die Anlage 3**  
Redaktionell: den erwähnten § 38 c gibt es in dem Entwurf nicht
- S. 5: es ist nicht ersichtlich, warum § 46 Abs. 3 auch auf Anlagen anzuwenden ist, die nach dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind. Er passt auch systematisch nicht. Die Frist nach § 46 Abs. 2 ist auf diese Anlagen gar nicht anwendbar. Zudem droht durch die Verweisung auf § 36 g Abs. 2 bis 4 nach 10 Jahren eine Rückzahlungspflicht, die nicht bei der Finanzierung bekannt war.

### **BWE-Forderung**

1. Für Strom aus Anlagen,..... statt der § 22, 22a, **25, 27a**,.... 52 Abs. 2 Nr. 3, 53a bis 55a sowie **Anlage 3** anzuwenden,

*Streichung des S. 5 „~~§ 46 Abs.3 ist auch auf Anlagen anzuwenden...~~“*

#### **Zu Abs.2 (neu)**

- Nr. 11: es ist nicht ersichtlich, warum die Dauer des Anspruchs auf Zahlung nur für Anlagen vor dem 1.1.2012 gelten soll. Hier müsste der 1.1.2017 eingesetzt werden und eine entsprechende Übergangsbestimmung in Abs. 1 aufgenommen werden, s.o.
- Insgesamt sind die Verweise aus dem neuen Abs. 2 noch einmal gründlich zu überprüfen. Hier stimmt fast keine einige der Ziffern des neuen Abs. 2 mehr
  - Nr. 2 Nr. 1 „statt § 5...“: dieser ist im neuen Gesetz § 3
  - Entsprechend sind alle Ziffern des § 100 Abs. 2 (neu) zu prüfen

**BWE-Forderung:** „11. Für Anlagen, die vor dem 1. Januar **2017** in Betrieb genommen werden.“

## Anlagen

### Zu Anlage 2 Ausschreibungsvolumen Windenergie an Land

Mit der Formel zur Berechnung der Ausschreibungsmenge Windenergie an Land wird Windenergie an Land zur Ausgleichsmasse für die Erreichung des in § 1 Absatz 2 gesetzten Korridors. Der Pfeiler der Energiewende soll in seinem Ausbau ausgebremst werden. Die Formel hat strukturelle Schwächen, die eine solche Zielerreichung nicht garantieren können. So stellen beispielweise die über 5 Jahre gewichteten Windjahre eine große Variable dar, die die auszuschreibende Menge deutlich schwanken lässt. Deshalb lehnt der BWE die Formel trotz intensiver Befassung nachdrücklich ab.

Zu VI: Deshalb sollte eine **Mindestzubaumenge von 2.500 MW netto** festgeschrieben werden, die eine kontinuierliche Entwicklung des Ausbaus der Windenergie weiterhin gewährleistet.

### Formulierungsvorschlag:

„VI. Mindestausschreibungsmenge und Anpassung der Formel für 2035

- 1. Sofern das Ergebnis von Formel V.2 ein Ausschreibungsvolumen von weniger als ~~xxx Megawatt (brutto)~~ einer Mindestausschreibungsmenge brutto, die unter Berücksichtigung der abgebauten Leistung gemäß Anlagenregister der Bundesnetzagentur 2.500 MW pro Jahr netto entspricht, ergibt, beträgt das Ausschreibungsvolumen bei Windenergie an Land für das Folgejahr anstelle des Ergebnisses von Formel V.2 ~~xxx Megawatt (brutto)~~ einer Menge brutto, die unter Berücksichtigung der abgebauten Leistung gemäß Anlagenregister der Bundesnetzagentur 2.500 MW pro Jahr netto entspricht (Mindestausschreibungsmenge). Abweichend von Satz 1 beträgt im Jahr 2017 das Ausschreibungsvolumen bei Windenergie an Land mindestens eine Menge brutto, die unter Berücksichtigung der abgebauten Leistung gemäß Anlagenregister der Bundesnetzagentur 2.500 MW pro Jahr netto entspricht.*
- 2. Ab dem Jahr 2021, in dem das Ausschreibungsvolumen bei Windenergie an Land für das Jahr 2022 ermittelt wird, sollen die Formeln in den Nummern I bis V für die Bestimmung des Ausschreibungsvolumens bei Windenergie an Land die Ziele für das Jahr 2035 nach § 1 Absatz 2 Nummer 2 berücksichtigen. Die Bundesregierung legt dem Bundestag spätestens im Jahr 2020 einen entsprechenden Vorschlag vor.“*



### Zu Anlage 3 Nr. 4 Referenzstandort

Der BWE begrüßt die Änderung der Definition des Referenzstandortes. Damit werden die realen Windverhältnisse besser angenähert.

### Zu Anlage 3 Nr. 7 Referenzertrag

Die Formulierungen in Anlage 3 Nummer 7 sind sehr missverständlich, da nicht ersichtlich wird, welche Zeiträume an Stillstandzeiten wann eingerechnet werden müssen. Hier empfiehlt der BWE dem BMWi eine neue Formulierung zu wählen, die den Willen des Gesetzgebers verständlicher macht und verdeutlicht, dass nur vom Anlagenbetreiber zu beeinflussende Stillstandszeiten gemeint sind. Um deutlich zu machen, wie eine neue Formulierung aussehen könnte, schlägt der BWE dennoch folgende Veränderung der ursprünglichen Formulierung vor:

Der Satz 1 der neuen Nr. 7 bezieht sich auf die Korrektur des Referenzertrages, der gemäß Nr. 2 der Anlage 3 ermittelt wird. Systematisch gehört deshalb der Satz 1 der Nr. 7 auch zu Nr. 2 und müsste dort – etwa wie folgt – als weiterer Satz ergänzt werden:

#### Formulierungsvorschlag:

*Nummer 2 wird wie folgt gefasst:*

- 2. Der Referenzertrag ist die für jeden Typ einer Windenergieanlage einschließlich der jeweiligen Nabenhöhe bestimmte Strommenge, die dieser Typ bei Errichtung an dem Referenzstandort rechnerisch auf Basis einer vermessenen Leistungskennlinie in fünf Betriebsjahren erbringen würde. Der Referenzertrag ist nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik zu ermitteln. Bei der Ermittlung des Referenzertrags ist die installierte Leistung zu berücksichtigen, höchstens jedoch diejenige Leistung, die die Anlage aus genehmigungsrechtlichen Gründen nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz höchstens erbringen darf. Die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn die Verfahren, Grundlagen und Rechenmethoden verwendet worden sind, die enthalten sind in den Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 5, in der zum Zeitpunkt der Ermittlung des Referenzertrags geltenden Fassung der FGW e.V. – Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien (FGW).“*

Das BMWi verfolgt mit dieser Einschränkung den Ansatz, den Gütefaktor eines Standortes durch Windbedingungen zu definieren. Deshalb sollen alle Möglichkeiten der optimierten Ausnutzung des Windes genutzt werden und damit die Betreiber angehalten werden die Anlage so optimal wie möglich laufen zu lassen.

Dies entspricht nicht immer der Realität in Deutschland. Es gibt inzwischen keine Standorte mehr, die keinen genehmigungsrechtlichen Restriktionen wie Artenschutz, Nacht- und



Schattenabschaltungen oder ähnlichem unterliegen. Daher sind viele Faktoren, die zu Abschaltungen führen von den Windenergieanlagenbetreibern nicht zu beeinflussen. Dies darf nicht dazu führen, dass die finanzielle Situation der Anlage eine schlechtere wird. Deshalb schlägt der BWE vor, nur durch den Anlagenbetreiber beeinflussbare Stillstandszeiten zu berücksichtigen.

### Formulierungsvorschlag:

*„Referenzertrag Nummer 7  
(...) höchstens erbringen darf. ~~Nicht durch fehlenden Wind bedingte~~ Stillstandszeiten, die jeweils länger als 24 Stunden dauern oder 100 Stunden pro Jahr auf Grund von Wartung und Reparatur überschreiten, werden nicht als Betriebszeit im jeweiligen Bemessungszeitraum berücksichtigt. Bei temporären Leistungsreduzierungen auf Grund einer Regelung der Anlage nach § 14 sind die entgangenen Einspeisemengen zu ermitteln und zu der tatsächlich eingespeisten Strommenge zu addieren. Die sich hieraus ergebende Summe ergibt den Standortertrag.“*

### Zu Art. 17 Inkrafttreten, Außerkrafttreten

Zu Abs. 1.

Hier liegt vermutlich ein redaktioneller Fehler vor, das Inkrafttreten des EEG ist sicherlich für 2017 vorgesehen.

Es müsste heißen:

- (1) *Dieses Gesetz tritt vorbehaltlich der Sätze 2 und 3 am Tag nach der Verkündung in Kraft. Artikel 10 tritt am 1. Januar 2017 in Kraft. Artikel 1 tritt mit Wirkung vom 1. Januar 2016~~7~~ in Kraft.*

### Sektorenkopplung

Am Ende sei noch einmal darauf hingewiesen, dass mit dem vorliegenden Entwurf die mögliche Kopplung des Sektors Strom mit den Sektoren Wärme und Mobilität noch deutlich unzureichend ist. Der BWE verweist noch einmal auf das Gutachten des Instituts für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM) „Umschalten statt Abschalten“ aus März 2016 in dem Vorschläge gemacht werden, wie die Rahmenbedingungen so gesetzt werden müssen, dass sich Geschäftsmodelle in dieser Richtung entwickeln können. Einige konkrete Vorschläge sind schon in der Stellungnahme eingebracht worden. Die gesamten Vorschläge hätten den Rahmen einer Stellungnahme gegenüber dem BMWI gesprengt und werden deshalb im laufenden Prozess der Gesetzgebung vom BWE formuliert und eingebracht.



**Anprechpartner:**

Henning Dettmer  
Geschäftsführer  
[h.dettmer@wind-energie.de](mailto:h.dettmer@wind-energie.de)

Sonja Hemke  
Leiterin Fachgremien  
[s.hemke@wind-energie.de](mailto:s.hemke@wind-energie.de)

Georg Schroth  
Leiter Politik  
[g.schroth@wind-energie.de](mailto:g.schroth@wind-energie.de)

**Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) / German Wind Energy Association**  
Neustädtische Kirchstraße 6  
10117 Berlin  
T +49 (0)30 / 212341-210  
F +49 (0)30 / 212341-410