

## **Stellungnahme des Bundesverbandes WindEnergie e.V. (BWE) zum Referentenentwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien**

Berlin, 23. Mai 2011

### **Vorwort**

Die Bundesregierung gibt vor, Konsequenzen aus der tragischen Reaktorkatastrophe in Japan zu ziehen. Ihr neues Ziel ist es, schneller aus der Atomenergie aus- und auf 100% Erneuerbare Energien umzusteigen. Jedoch bleiben Zweifel am ernsthaften Willen der Bundesregierung, dieses Ziel wirklich erreichen zu wollen. Sowohl der Prozess als auch der Inhalt der für eine zügige Transformation des Energiesystems notwendigen gesetzlichen Maßnahmen sind unzureichend.

Für den Ausbau der Erneuerbaren Energien ist das seit über 10 Jahren erfolgreiche (Erneuerbaren Energien Gesetz) EEG die Motor. Dieses wurde überarbeitet und den Verbänden am 19. Mai 2011 vorgelegt. Mit dem Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EEG-Novelle) möchte die Bundesregierung die Energiewende voranbringen. Das Tempo, mit dem sie die Gesetzgebung vollzieht, kann allerdings zu keinem guten Ergebnis führen.

Eine sorgfältige Gesetzgebung erfordert ebenso ihre Zeit, wie die Kommentierung der Vorlagen durch die betroffenen Branchen und die intensiven Beratungen im parlamentarischen Verfahren. Die vom BMU erteilte Frist von zwei Werktagen für die Kommentierung eines umfassenden Gesetzentwurfes wird den Aussagen der Bundesregierung, eine Energiewende im Konsens mit der Gesellschaft zu vollziehen, nicht gerecht. Das Verfahren ist abzulehnen und lässt vermuten, dass die Bundesregierung an einer Beteiligung der Branche nicht interessiert ist. Aus den Übergangsvorschriften ergibt sich, dass die Novelle erst am 1.1.2012 in Kraft treten soll. Auch vor diesem Hintergrund ist die Missachtung der Verbandsbeteiligung nicht nachvollziehbar.

Mit der Verkürzung der Periode des EEG auf drei Jahre im Koalitionsvertrag der aktuellen Regierungsparteien, zeichnete sich bereits ab, dass es zum jetzigen Zeitpunkt noch keine belastbaren Erfahrungen aus dem EEG 2009 geben würde. Dies hat sich nun bestätigt. Falschannahmen im EEG-Erfahrungsbericht 2011 führen zu verkehrten Schlüssen und Gesetzesformulierungen.

Die unzureichende Beteiligung relevanter Akteure im Rahmen der Novelle bestätigt sich auch bei der inhaltlichen Auseinandersetzung mit dem Entwurf der EEG-Novelle. Hier zeigt sich, dass diese keinerlei beschleunigende Wirkung für den Ausbau Erneuerbarer Energien entfalten wird. Durch die umfangreichen Vergütungskürzungen, wird die Windenergie an Land als ständig postulierte Säule der Energiewende ausgebremst und um die Ausschöpfung ihrer Potentiale gebracht. Der ohnehin zu schwache Ausbau der letzten Jahre wird gänzlich zum Erliegen kommen.

Trotz dieser formalen als auch inhaltlichen Kritik will der BWE zu den für ihn wichtigsten Punkten gezielt Stellung nehmen. Aufgrund des unzureichenden Verfahrens können leider nur einzelne Punkte aufgegriffen werden. Themen, wie z.B. die konkrete Ausgestaltung der Direktvermarktung, die Förderung von Speichern (Flexibilitätsprämie) und andere wichtige und zukunftsweisende Punkte, müssen gezwungenermaßen zunächst im Detail außen vor bleiben. Eine genaue Prüfung und Stellungnahme war wegen der kurzen Frist zur Kommentierung des Gesetzesentwurfes leider nicht möglich.

## I. Zusammenfassende Bewertung

### 1. Artikel 1: Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

#### a) Vergütung

##### **§ 20 Absenkung von Vergütungen und Boni**

Keine Erhöhung der Degression für Windenergieanlagen.

##### **§ 29 Windenergie**

Kein vorzeitiger Wegfall des Systemdienstleistungs-Bonus für Neuanlagen.

##### **§ 30 Windenergie Repowering**

Keine Einschränkung des Repoweringbonus.

##### **§ 31 Windenergie Offshore**

Befürwortung der vorgeschlagenen Änderungen.

#### b) Einspeisevorrang und Einspeisemanagement

##### **§ 8 Abnahme, Übertragung und Verteilung**

Vorrang für Erneuerbare Energien muß erhalten bleiben.

##### **§ 6 Technische Vorgaben**

Bestandsschutz für bereits bestehende betriebliche Einrichtungen.

##### **§ 11 Einspeisemanagement**

Deutliche Herausstellung des Grundsatzes, dass erst konventionelle Kraftwerke und dann EE-Anlagen geregelt werden.

##### **§ 12 Härtefallregelung**

Befürwortung der Aufnahme der Einspeisereduzierungen nach §§ 13 und 14 EnWG in die Entschädigungsregeln des § 12 Abs.1 EEG (neu), bei Beibehaltung des aktuellen Maßstabs der „entgangenen Vergütung“.

##### **§ 64 f Weitere Verordnungsermächtigungen**

Wesentliche Regelungen müssen in das Gesetz

**c) Marktprämie und Verringerung der EEG-Umlage**

**§ 33g Marktprämie**

Marktprämie nur bei Kostenneutralität.

**§ 39 Verringerung der EEG-Umlage**

Keine De facto Abschaffung des Grünstromprivilegs durch gleichzeitige Einführung quantitativer und qualitativer Anforderungen.

**2. Artikel 4: Änderung der Systemdienstleistungsverordnung**

**§ 6 Zertifikate, Sachverständigengutachten und Prototypen**

Klarstellung der Fristen der Zertifizierung von Prototypen.

## II. Nähere Erläuterungen

### 1. Artikel 1: Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

#### a) Vergütung

#### § 20 Absenkung von Vergütungen und Boni

Der BWE spricht sich gegen die Erhöhung der Degression für Windenergieanlagen von 1% auf 2% an Land ab dem 01. Januar 2013 aus.

Projektierer und Betreiber werden diese Vergütungskürzung nicht durch sinkende Anlagenpreise abfedern können. Eine Anlagenpreissenkung von 20% gegenüber 2007/2008, wie im EEG-Erfahrungsbericht 2011 angenommen, entspricht nicht der Realität (*an dieser Stelle wird auf eine ausführliche Beschreibung des Sachverhalts unter § 29 verwiesen*).

Hinzu kommt, dass die **Preise für Stahl und Kupfer**, die einen Anteil von bis zu 87% am Gesamtgewicht einer Windenergieanlage ausmachen, inzwischen das Vorfinanzkrisenniveau überschritten haben und damit höher liegen als zum Zeitpunkt der letzten EEG-Novelle. Die Anlagenhersteller werden zukünftig ihre Preise an das Kostenumfeld anpassen müssen. Andernfalls wird die fehlende Wirtschaftlichkeit dazu führen, dass Anlagenhersteller, in erhebliche finanzielle Schwierigkeiten geraten und ihre Produktionsstätten ins Ausland verlagern.

Beim **Netzanschluss ist insgesamt eine Teuerung** zu beobachten. Hier sind i.d.R. weitere Komponenten erforderlich, wie Windparkregler für Mischparks, weitere Schutz- und Kompensationskomponenten und ein deutlich erhöhter gutachterlicher Aufwand und Zertifizierungsaufwand zu erbringen.

Die seit geraumer Zeit zu beobachtenden Steigerungen bei den **Planungs- und Finanzierungskosten** erhöhen den finanziellen Druck auf Projektierer und Betreiber zusätzlich. Die Folge ist eine ebenfalls bereits zu spürende Verlangsamung des Ausbaus der Windenergie an Land (im Jahr 2010 wurden lediglich 1.500 MW installiert). Insbesondere Projekte an den unentbehrlichen Binnenlandstandorten sind durch die geplante Anhebung der Degression gefährdet.

Seit der letzten EEG-Novelle haben die Anforderungen der **Genehmigungsverfahren** für Windenergieprojekte stark zugenommen. Die zahlenmäßig zunehmenden und inhaltlich aufwändigeren Gutachten, die für die Verfahren beizubringen sind, und der Mangel an hierfür qualifiziertem Personal

führen zu deutlich verlängerten Projektplanungszeiträumen und einem starken Planungskostenanstieg<sup>1</sup>.

Darüber hinaus ist das Zinsniveau auf langfristige Durchschnittswerte, wie sie im Zeitraum der letzten EEG-Novelle vorherrschten, zurückgekehrt. In Verbindung mit zins erhöhenden Effekten aus regulativen Veränderungen, wie Basel III und einer schwächeren Bonitätsbeurteilung des gesamten Windenergiesegments, ist ein **Anstieg der Kapitalkosten** insgesamt zu erwarten. Angesichts der Kapitalintensität von Windprojekten wird dies deren Wirtschaftlichkeit stark beeinflussen.

Die deutsche Windindustrie bekennt sich zu einer kontinuierlichen Kostenreduktion. Eine drastische Vergütungssenkung für Windenergie an Land, die sich aus der Erhöhung der Degression in Verbindung mit dem geplanten Wegfall des Systemdienstleistungs (SDL)-Bonus und bei zahlreichen Projekten auch des Repowering-Bonus ergibt, ist jedoch wirtschaftlich nicht darstellbar. Vor dem Hintergrund, dass Windprojekte für die Jahre 2012 und 2013 bereits überwiegend geplant und beauftragt worden sind, stehen die drastischen Vergütungseinschnitte einem von der Bundesregierung gewünschten beschleunigten Ausbau der Windenergie an Land diametral entgegen.

Der BWE fordert daher die Beibehaltung des derzeit geltenden Degressionsatzes von 1%. Der § 20 Abs. 2 Nr. 6 b) (neu) muss daher wie folgt geändert werden:

#### Vorschlag

- (2) Die Vergütungen und Boni verringern sich jährlich zum 1. Januar für Strom aus*
- 6. Windenergie*
- b) aus sonstigen Anlagen (§ 29) ab dem Jahr 2013: um 1,0 Prozent.*

---

<sup>1</sup> Beispielsweise haben sich die Kosten für die nach Bundesnaturschutzgesetz zu erbringenden Gutachten sowie Turbulenz- und signaturtechnische Gutachten, die einen Anteil von etwa zwei Dritteln der Gesamtplanungskosten einnehmen, mehr als verdoppelt und seit Inkrafttreten der Novelle des Bundesnaturschutzgesetzes im März 2010, sind die erforderlichen Kompensationszahlungen bei Windprojekten bis um das Zehnfache gestiegen.

## § 29 Windenergie

Der BWE spricht sich gegen den Wegfall des SDL-Bonus für Neuanlagen ab dem 01. Januar 2012 aus. Nach §29 Abs. 2 EEG 2009 erhalten Anlagenbetreiber den SDL-Bonus für Anlagen, die vor dem 01.01.2014 in Betrieb genommen werden. Die Neuregelung entspricht einer Streichung des SDL-Bonus zwei Jahre früher als im EEG 2009 vorgesehen. Durch diese kurzfristige Änderung ergeben sich für Hersteller, Anlagenbetreiber und Projektierer gravierende Probleme bei der Umsetzung ihrer Projekte, insbesondere bei geplanter Inbetriebnahme 2012. Investitions- und Planungssicherheit sind eine Grundvoraussetzung für alle Akteure der deutschen Windindustrie.

Die deutsche Windindustrie hat Mitverantwortung für die Netzstabilität übernommen und Windenergieanlagen mit hohen technischen Anforderungen ausgestattet, so dass sie bereits heute **Systemdienstleistungen** bereitstellen. So müssen Anlagen, die nach dem 31. März 2011 in Betrieb genommenen wurden, die Anforderungen der SDLWindV zwingend erfüllen.

**Zusätzliche technische Anforderungen** ergeben sich nach der SDLWindV zudem für Neuanlagen, die ab dem **01.07.2011** in Betrieb genommen werden. Hierbei geht es im Wesentlichen um zwei Punkte: die Änderung des K- Faktors (proportionale Blindstromeinspeisung zum Spannungseinbruch) sowie das Durchfahren von unsymmetrischen Netzfehlern (1,2-polige Kurzschlüsse). Entsprechend sind heutige Anlagen in der technischen Ausstattung nicht mit Anlagen aus den Jahren 2007/2008 zu vergleichen, da sie **immer höhere technische Anforderungen** zur Systemsicherheit erfüllen.

Zudem entstehen weitere Kosten für Anlagenbetreiber durch die Einrichtung von Parkregelungssystemen, Schutz- und Kompensationskomponenten und ggfs. Nachrüstung von Oberschwingungsfilttern. Mit dem Nachweis, dass die verschärften Anforderungen der SDLWindV eingehalten werden (so auch der 2. Änderung der SDLWindV mit der Oberschwingungsbewertung), sind weitere Kosten für Zertifizierungsverfahren verbunden.

Die Annahme, Anlagenpreise seien gegenüber 2007/2008 um 20 % gesunken und Vergütungsfaktoren wie der SDL-Bonus könnten ersatzlos gestrichen werden, ist daher nicht richtig<sup>2</sup>. Auch wenn die deutsche Windindustrie sich zu kontinuierlichen Kostenreduktionen bekennt und diese durch umfangreiche Innovationsanstrengungen ermöglicht, ist die für Januar 2012 bzw. 2013 vorgesehene Vergütungssenkung von 6,7% (Wegfall des SDL-Bonus plus Anstieg der Degression um ein Prozent) zu **kurzfristig**, um ohne Weiteres abgedeckt werden zu können. Anlagenhersteller sind immer noch dabei, die Kapazitäten der Lieferketten entsprechend umzustellen. Des Weiteren wird das

<sup>2</sup> Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbaren Energien Gesetz, Stand 3.5.2011, Seite 112.

Innovationspotential der Hersteller zur Entwicklung weiterer technischer Lösungen, die zur Systemstabilität beitragen können, durch den Wegfall des SDL-Bonus gefährdet.

Neben den Herstellern wirkt sich der Wegfall des SDL-Bonus auch stark auf den Rest der Branche aus. **Windparkprojekte für die Jahre 2012 und 2013** sind überwiegend bereits beauftragt. Mit dem vorzeitigen Wegfall des SDL-Bonus geraten diese Projekte in Finanzierungsschwierigkeiten. Besonders betroffen sind Entwickler von Binnenlandstandorten, da sie über die verlängerte Anfangsvergütung besonders vom SDL-Bonus abhängen. Zusammen mit der Erhöhung der Degression auf 2 % würde die Wirtschaftlichkeit von Windprojekten an vielen **Binnenlandstandorten** verloren gehen, was deren Erschließung verhindern würde. Dies stünde einer beschleunigten Energiewende, die sozialverträglich durch bezahlbare Energie vollzogen werden soll, eklatant entgegen. Deswegen schlägt der BWE eine Erweiterung des § 29 um folgenden Absatz 4 vor:

#### Vorschlag

*"(4) Die Anfangsvergütung erhöht sich für Strom aus Windenergieanlagen, die vor dem 1. Januar 2014 in Betrieb genommen worden sind, um 0,5 Cent pro Kilowattstunde (Systemdienstleistungs-Bonus), wenn sie ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme die Anforderungen der Verordnung nach § 64 (neu)1 nachweislich erfüllen."*

## § 30 Windenergie Repowering

### Zu § 30 Abs. 1 Nr. 1-2

Mit dem Ersatz älterer Windenergieanlagen durch neue, leistungstärkere Maschinen kann eine bessere Ausnutzung der verfügbaren Standorte erreicht werden. Durch die Erhöhung der installierten Leistung bei gleichzeitiger Verringerung der Anlagenzahl wird zudem das Landschaftsbild entlastet.

Die derzeitigen Anstrengungen auf Bundes- und Länderebene, administrative Hemmnisse des Repowering zu beseitigen, werden in ihrer Wirkung deutlich schwächer sein, wenn der neu gefasste § 30 EEG in dieser Form eingeführt wird. Die darin beabsichtigten Altersbeschränkungen für Repowering-Anlagen führen dazu, dass sich Betreiber eines Großteils des Anlagenbestandes großer Investitionsunsicherheit ausgesetzt sehen und eine Vielzahl von Repowering-Projekten nicht realisiert werden wird.

Die Planungs- und Realisierungszeiträume für Repowering-Projekte betragen leicht fünf Jahre. Deswegen besteht für Projekte, die Anlagen aus den Jahren 1995 bis 1999 einschließen, das Risiko, nicht bis zum Erreichen des 17. Betriebsjahres der Anlagen diese ab- und neue Windenergieanlagen aufgebaut zu haben, um den Repowering-Bonus zu erhalten. Eine solche Regelung gefährdet das Repowering einer Vielzahl von Anlagen. Bei diesem Bestand handelt es sich um die Anlagen, die im EEG-Erfahrungsbericht als alt und netztechnisch problematisch befunden werden und auf die der Repowering-Bonus nach der neuen Regelung eigentlich abzielt.

Den Repowering-Bonus für Anlagen mit einer Betriebsdauer von weniger als 14 Jahren und für Anlagen, die nach dem 31.12.2001 in Betrieb genommen wurden, zu streichen, ist ebenfalls nicht zielführend. Höhenbegrenzungen haben in der Vergangenheit dazu geführt, dass Anlagen installiert wurden, die nicht dem Stand der Technik entsprachen. Der Energieertrag wurde dadurch in erheblichem Maße eingeschränkt. Aus Effizienzgründen kann es daher sinnvoll sein, auch Anlagen unter 14 Jahren durch moderne effiziente Anlagen zu ersetzen. Ohne einen entsprechenden finanziellen Anreiz werden jedoch gute Windenergiestandorte blockiert bleiben.

Ähnliches gilt für Anlagen die älter als 18 Jahre sind und von denen zu erwarten ist, dass sie ohne finanziellen Anreiz nach Ausscheiden aus der EEG-Vergütung in der Direktvermarktung weiter betrieben werden. In der Folge werden viele stark verstreute, leistungsschwache Einzelanlagen bis zu ihrem technischen Versagen weit über 20 Jahre hinaus weiter betrieben. Somit wird durch die neue Regelung weder die angestrebte Konzentration der Windenergieanlagen in Windvorranggebieten noch die damit erhoffte Erhöhung der Akzeptanz der Windenergie erreicht werden.

Um Planungssicherheit für Anlagenbetreiber sicherzustellen und eine Effizienzsteigerung der Windenergie zu erreichen, fordert der BWE den derzeit geltenden Repowering-Bonus beizubehalten. Der § 30 Abs. 1 Nr. 1-2 (neu) muss daher wie folgt geändert werden:

#### Vorschlag

*„Für Strom aus Windenergieanlagen, die in ihrem Landkreis oder einem an diesen angrenzenden Landkreis eine oder mehrere bestehende Anlagen endgültig ersetzen (Repowering-Anlagen), erhöht sich die Anfangsvergütung um 0,5 Cent pro Kilowattstunde, wenn*

*~~1. die ersetzten Anlagen vor dem 1. Januar 2002 in Betrieb genommen worden sind,~~*

*~~2. die Repowering-Anlagen mindestens 14 und höchstens 17 Jahre nach den ersetzten~~*

*~~Anlagen in Betrieb genommen worden sind,~~*

*1. die Repowering Anlagen mindestens zehn Jahre nach den ersetzten Anlagen in Betrieb genommen worden.“*

Die nachfolgende Nummerierung muss angepasst werden.

### **§ 31 Windenergie Offshore**

Für den Ausbau der Windenergie auf See ist eine gezielte Unterstützung dieser Technologie in der Pionierphase und unter Berücksichtigung der besonderen deutschen Gegebenheiten (weite Küstenentfernungen, große Wassertiefen) erforderlich. Der BWE schließt sich denen im EEG-Erfahrungsbericht 2012 gemachten Handlungsempfehlungen innerhalb des EEG an, um den bislang verzögerten Ausbau von Offshore-Windenergie deutlich zu beschleunigen. Deshalb begrüßt der BWE die im Referentenentwurf zur Offshore Windenergie vorgeschlagenen Änderungen. Er verweist im Weiteren auf das Positionspapier, das gemeinsam von dem BWE und sechs weiteren Verbänden im August 2010 veröffentlicht wurde und diese Punkte gefordert hatte.

Darüber hinaus sieht der BWE auch die Handlungsempfehlungen außerhalb des EEG als sinnvoll und verweist dabei insbesondere auf seine zum Energiewirtschaftsänderungsgesetz abgegebene Stellungnahme vom 18. Mai 2011.

## b) Einspeisevorrang und Einspeisemanagement

### § 8 Abnahme, Übertragung und Verteilung

Mit der Änderung des § 8 Abs. 1 beabsichtigt der Gesetzgeber eine Gleichstellung des Stroms aus Erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)-Anlagen. Der BWE lehnt diese Gleichstellung ab und weist darauf hin, dass es sich hierbei um einen ganz wesentlichen Eingriff in den Vorrang für Erneuerbare Energien handelt. Der BWE fordert daher, dass auf die geplante Ergänzung des § 8 Abs. 1 verzichtet wird.

### § 6 Technische Vorgaben/§ 66 Übergangsvorschriften

Der BWE hält die Streichung der betrieblichen Einrichtung und die Beschränkung des § 6 auf technische Einrichtungen grundsätzlich für angemessen. In der Praxis gibt es wenige Anwendungspunkte für eine betriebliche Einrichtung. Allerdings würde für EE-Anlagen, die bereits mit einer betrieblichen Einrichtung nach § 6 Abs. 1 EEG 2009 nachgerüstet wurden, diese Neuregelung zu Kosten bei einer zusätzlichen Nachrüstung mit einer technischen Einrichtung führen. Daher muss ein Bestandsschutz für die EE-Anlagen gewährleistet werden, die bereits mit einer betrieblichen Einrichtung versehen sind. Die Übergangsfristen in § 66 Abs. 1 Nr.1 müssen daher entsprechend ergänzt werden.

#### Vorschlag

Nach § 66 Abs.1 Nr. 3 folgende neue Nr. 4

Nr. 4 Für Anlagen, die nach § 6 EEG 2009 mit einer betrieblichen Einrichtung ausgestattet wurden, findet § 6 Abs.1 in seiner am 1.1.2009 geltenden Fassung Anwendung.

Die anschließende Nummerierung müsste dann angepasst werden.

### § 11 Einspeisemanagement

§11 Abs.1 S. 1 Nr. 2 i.V.m. §61 Abs.1 c Nr.2 (neu)

Grundsätzlich muss sichergestellt werden, dass der Einspeisevorrang für Erneuerbaren Energien gewährleistet bleibt. Ansonsten besteht die Gefahr, dass die

Inflexibilität des konventionellen Kraftwerksparks durch die Abregelung von EE-Anlagen „kompensiert“ wird.

Die in § 11 Abs.1 Nr.1 S.2 (neu) eingeführte Ausnahme, dass EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen abgeregelt werden dürfen, wenn aus Systemsicherheits- und Zuverlässigkeitsgründen sonstige Stromerzeugungsanlagen noch am Netz sind, ist grundsätzlich verständlich. Zu klären bleibt, wie diese „netztechnisch bedingte Mindestlast“ nachgewiesen wird. Es ist daher zu begrüßen, dass die Bundesnetzagentur gemäß § 61 Abs.1c Nr. 2 (neu) ermächtigt wurde, Festlegungen zu den Stromerzeugungsanlagen zu treffen, die auch bei Anwendung des Einspeisemanagements aus Sicherheitsgründen am Netz bleiben müssen. Im Rahmen dieser Regelungen muss auch die netztechnisch bedingte Mindestlast klar definiert werden. Es müssen Nachweispflichten aufgenommen werden, die für Dritte nachvollziehbar und öffentlich zugänglich ausgestaltet werden.

#### § 11 Abs.1 S. 2 (neu)

Grundsätzlich steht der BWE der Nachrangigkeit der Regelung von bestimmten Anlagen kritisch gegenüber. Nach § 11 Abs.1 S. 2 (neu) werden kleine PV-Anlagen bis 100 kW nachrangig gegenüber den übrigen Anlagen geregelt. Wenn solch eine Nachrangigkeit der Regelung in § 11 aufgenommen wird, sollte sie auch für stallgeregelte und ältere pitch-geregelte Windenergieanlagen gelten, die aufgrund ihrer technischen Eigenschaften die vom Netzbetreiber vorgegebenen Stufen nicht einhalten können. Die häufigen Abschaltvorgänge führen bei diesen Anlagen zu einer erheblichen Einschränkung der Lebensdauer. Gemäß der Begründung zu § 11 Abs.1 S.2 soll der Netzbetreiber mittels einer Sensitivitätsanalyse sicherstellen, dass die Anlagen abgeregelt werden, die den größten Einfluss auf die Verbesserung der Netzsituation haben. Die genannten Anlagen haben höchstens eine installierte Leistung von 600 kW und sind zumeist verbrauchernah aufgestellt.

#### Abs.2

Der BWE begrüßt die Informationspflicht der Netzbetreiber, den Anlagenbetreiber spätestens am Vortag über eine bevorstehende Einspeisemanagement-Maßnahme zu informieren. Die Formulierung des § 9 Abs.1 S.2 EEG 2009 sollte jedoch nicht vollständig entfallen, so dass in Folge, wie in der Gesetzesbegründung beschrieben, die Informationspflicht vollkommen entfällt, wenn die Frist bis zum Vortag nicht eingehalten wird. In § 11 Abs. 2 sollte daher aufgenommen werden, dass wenn die Vortagsfrist nicht eingehalten werden kann, der Netzbetreiber weiterhin „unverzüglich“ den Anlagenbetreiber informieren muss.

Ferner enthält die Vorschrift keinen Hinweis, in welcher Form die Unterrichtungspflicht zu erfolgen hat. Dies sollte in der Gesetzesbegründung konkretisiert werden.

## Vorschlag

*Ergänzung in Abs.2 „Netzbetreiber sind verpflichtet, Betreiberinnen und Betreiber von Anlagen nach § 6 Absatz 1 spätestens am Vortag, ansonsten unverzüglich, über den erwarteten Zeitpunkt, den Umfang und die Dauer der Regelung zu unterrichten.“*

## Abs.3

Auch hier fehlt ein Hinweis auf die Form der Unterrichtung. Diese könnte entsprechend Abs.2 in die Gesetzesbegründung aufgenommen werden.

## Streichung des § 11 Abs.2 (alt)

Zur Abgrenzung von § 11 EEG und § 13 EnWG sollte auf die neue Regelung des § 13 Abs.2a EnWG verwiesen werden. Ein entsprechender Hinweis sollte in § 11 Abs.1 S.3 EEG (neu) aufgenommen werden.

## **§ 12 Härtefallregelung (i.V.m. § 61 Abs. 1 c Nr.3 EEG (neu))**

Der BWE begrüßt die Aufnahme der Einspeisereduzierungen nach §§ 13 und 14 EnWG in die Entschädigungsregeln des § 12 Abs.1 EEG(neu), da es oft schwierig ist nachzuvollziehen, welche eindeutige Ursache den Schaltungen zugrunde lag.

Kritisch sieht der BWE die Verwendung einer neuen Terminologie in § 12 Abs.1 (neu). In der bisherigen Regelung des § 12 Abs.1 EEG waren die **„entgangenen Vergütungen“** zu entschädigen, falls nicht eine Vereinbarung getroffen wurde. Die neue Regelung führt einen neuen Begriff **„für die entgangenen Einnahmen“** ein. Dieser Begriff wird nicht weiter erläutert. Für die Verwendung eines neuen Begriffs gibt es keinen Anlass; vielmehr führt er zu Unsicherheiten bei Anlagenbetreibern, Netzbetreibern und Finanzierern. Der BWE hält daher eine Beibehaltung des alten Begriffes für dringend erforderlich.

Die Ermächtigungsnorm § 61 Abs.1c Nr.2 (neu) zur Festsetzung der Berechnungsmethoden der Bundesnetzagentur ist grundsätzlich zu begrüßen. Es ist aber in der Gesetzesbegründung zu § 12 oder den Übergangsbestimmungen des § 66 darauf hinzuweisen, dass die Bundesnetzagentur bereits einen Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement im April 2011 veröffentlicht hat. Diesem sind umfangreiche Gespräche mit den Verbänden der Anlagenbetreiber und Netzbetreiber vorausgegangen. Es muss sichergestellt werden, dass dieser Leitfaden bis zu einer neuen Festlegung Anwendung findet. Andernfalls besteht Unklarheit, wie ab dem 1.1.2012 entschädigt werden muss. Auch hier ist die Beibehaltung der ursprünglichen Terminologie essentiell.

## Vorschlag

### § 12 Abs.1 (neu)

- (1) [...] sind ~~die-den~~ von der Maßnahme betroffenen Betreiberinnen und Betreiber abweichend von § 13 Absatz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes *für ~~die-entgangenen-Einnahmen~~ die entgangenen Vergütungen und Wärmeerlöse* abzüglich der ersparten Aufwendungen ~~zu leisten~~ zu erstaten."

## **§ 64f Weitere Verordnungsermächtigungen**

### **Zu den Verordnungsermächtigungen insgesamt**

Der BWE weist darauf hin, dass in den Verordnungsermächtigungen der §§ 64ff. zum Teil wesentliche Inhalte in Verordnungen geregelt werden sollen. Teilweise ist hier die Verfassungsmäßigkeit im Hinblick auf die Wesentlichkeitsrechtsprechung zumindest fragwürdig. Wesentliche Inhalte müssen in der Ermächtigungsnorm bereits geregelt sein.

### § 64 f Nr. 1 Abschaltreihenfolge im Anwendungsbereich des § 11 (neu)

Die Abschaltreihenfolge muss sich unbedingt an den technischen Fähigkeiten der verschiedenen Technologien und ggfs. Anlagentypen (Alt- vs. Neuanlagen) orientieren. Jedoch muss auch in Bezug auf verschiedene Anlagentypen innerhalb einer Technologie entsprechend differenziert werden. Die Transparenz dieser Regelung muss sichergestellt werden. In Abhängigkeit der Kriterien für die Definition der Abschaltreihenfolge (z.B. Leistungsrampen) besteht außerdem die Gefahr, dass künftig bestimmte EE-Technologien besonders häufig geregelt werden. Daher sollte die Einrichtung eines Einspeisemanagementregisters im Rahmen des EEG unmittelbar umgesetzt werden, um einen systematischen und transparenten Überblick der Abregelung von Anlagen und der jeweiligen Netzsituation öffentlich zugänglich zu machen.

### § 64 f Nr. 9 technische Anforderungen (neu)

Der BWE begrüßt grundsätzlich alle erforderlichen Maßnahmen, die der technischen Sicherheit und Systemstabilität des Netzes dienen. Zusätzliche technische Anforderungen an Bestandsanlagen gehen allerdings regelmäßig mit erheblichen Kosten für die Nachrüstung und Zertifizierungen der nachgerüsteten Komponenten einher. Die entstehenden Kosten dürfen sich daher nicht zu Lasten der Anlagenbetreiber auswirken. Auch ist eine detaillierte Hersteller- und Typenspezifische Differenzierung notwendig. Um Planungssicherheit zu gewährleisten, sind in diesem Zusammenhang gut durchdachte Übergangsregelungen und -fristen

wichtig. Es bestehen bereits diverse Regelwerke, die Vorgaben zu technischen Anforderungen von Erzeugungsanlagen machen, wie etwa die Systemdienstleistungsverordnung, der Transmission Code und die Mittelspannungsrichtlinie, mit den jeweiligen gültigen Ergänzungen. Hier ist eine Konsistenz aller miteinander korrespondierenden Verordnungen mit den jeweils geltenden technischen Anforderungen notwendig. Vor diesem Hintergrund dürfen neue Anforderungen nur in einem fairen und transparenten Stakeholderbeteiligungsverfahren und unter Berücksichtigung der technischen Möglichkeiten der Anlagen festgelegt werden.

Damit notwendige Nachrüstungen an Bestandsanlagen für Sicherheit und Systemstabilität des Netzes sich nicht unverhältnismäßig stark zu Lasten der Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen auswirken, schlägt der BWE eine Ergänzung des § 64 Nr.9 durch einen neuen Buchstaben c) vor:

#### Vorschlag

c) zu regeln, dass die bei den Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber entstehenden Kosten erstattet werden.

Der vorgeschlagene ursprüngliche c) würde dann Buchstabe d).

### **c) Direktvermarktung**

#### **§ 33g Marktprämie**

Der zentrale Ansatz zur mittelfristigen Marktintegration Erneuerbarer Energien ist die im EEG verankerte automatische Degression der Vergütungssätze. Der BWE begrüßt grundsätzlich die Entwicklung weiterer Vermarktungsoptionen für Erneuerbaren Energien, wie z.B. die im EEG-Referentenentwurf dargestellte Marktprämie. Diese muss allerdings mit all ihren Komponenten kostenneutral ausgestaltet sein.

#### **§ 39 Verringerung der EEG-Umlage**

Das „Grünstromprivileg“ nach §37 EEG 2009 bietet einen gezielten Anreiz zur Marktintegration Erneuerbarer Energien, indem es eine reale und nachfragegerechte Stromversorgung mit einem überdurchschnittlich hohen Anteil Erneuerbarer Energien ermöglicht. Darüber hinaus fördert es den Wettbewerb auf den Strommärkten, indem es den Markt für neue Marktteilnehmer mit innovativen Vermarktungsmodellen öffnet. Es muss daher unbedingt erhalten bleiben.

Für eine noch nachhaltigere Ausgestaltung des Grünstromprivilegs, das Mehrkosten auch zukünftig vermeidet, ist eine Qualifizierung des EEG-Stromanteils oder eine Begrenzung der EEG-Umlagebefreiung möglich.

Die Neuregelung des Grünstromprivilegs in § 39 EEG (neu) nimmt nun aber **gleichzeitig stark qualitative** (die Qualifizierung des Stromanteils aus 25% aus fluktuierenden Quellen und Pflicht zur monatlichen Einhaltung aller geforderten Quoten) und **quantitative Anpassungen** (starke Begrenzung der Umlagebefreiung auf 2 Ct/kWh) des Grünstromprivilegs vor. Dadurch werden auf dem Grünstromprivileg basierende Geschäftsmodelle unwirtschaftlich und das Grünstromprivileg somit de facto abgeschafft. Die **Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte** für direkt vermarkteten Strom, wie nach § 18 Abs. 1 S. 1, wie in § 33c Abs. 2 S. 1b) EEG (neu) vorgeschlagen, führt dazu, dass die Direktvermarktung unter **Nutzung des Grünstromprivilegs wirtschaftlich unmöglich** wird.

In der Folge wird den erfolgreichen mittelständischen Ökostromanbietern ihre Geschäftsgrundlage entzogen und eine sehr gut funktionierende Form der Direktvermarktung abgeschafft.

*Der BWE fordert, die **Restriktionen der Anpassungen der neuen Regelung zu verringern**, um die Abschaffung des Grünstromprivilegs zu verhindern. Aufgrund der vom BMU erteilten Frist von zwei Werktagen für die Kommentierung des EEG-Referentenentwurfs, blieb dem BWE nicht ausreichend Zeit, fundierte Lösungsvorschläge zu unterbreiten.*

## Artikel 4: Änderung der Systemdienstleistungsverordnung

### § 6 SDLWindV

Der BWE regt eine Klarstellung in § 6 Abs.3 S. 2 SDLWindV zur Nachweisführung bei den sog. Prototypen an. In der Praxis besteht Unklarheit, ob in S.2 auf die Inbetriebnahme des ersten Prototyps oder auf die Inbetriebnahme der jeweils betreffenden Anlage abgestellt wird. Hier muss auf die Inbetriebnahme der jeweils betreffenden Windenergieanlage abgestellt werden. Andernfalls bedeutet dies für eine Windenergieanlage, die kurz vor Ablauf der Zweijahresfrist in Betrieb genommen wird, eine zu enge Frist. Es ist notwendig, für die Entwicklung und die Zertifizierung einer Einheit ein Zeitfenster von mindestens zwei Jahren zur Verfügung zu stellen, damit alle notwendigen Vermessungen und Prüfungen durchgeführt werden können.

## Vorschlag

*Abs. 3 S.2 „... Abweichend von Absatz 1 muss für den Prototypen der Nachweis, dass die Voraussetzungen der §§ 2 bis 4 in Verbindung mit den Anlagen 1 und 2 am Netzverknüpfungspunkt eingehalten werden, binnen zwei Jahren nach der Inbetriebnahme der jeweils betreffenden Windenergieanlage erbracht werden.*

### **Kontakt:**

Georg Schroth

Leiter Abteilung Politik

E-Mail: [g.schroth@wind-energie.de](mailto:g.schroth@wind-energie.de)

Telefon: 030 - 28482145