

Berlin, 12. März 2014

Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften des Energiewirtschaftsrechts

Vorbemerkung

Die Windenergie kann in Deutschland auf eine beispiellose Erfolgsgeschichte zurückblicken. Wind an Land ist preisgünstig und stabilisiert den Strompreis für Bürger und Industrie. 23.645 Windenergieanlagen produzieren preiswert sauberen Strom. Bei der Windenergie gelang durch eine einzigartige technologische Entwicklung der Sprung von einer durchschnittlichen Anlagengröße von 260 kW (1993) zu 2.600 kW (2013). Die 118.000 Beschäftigten der Windbranche in Deutschland beweisen mit einem Exportanteil von 67 Prozent ihre Innovationskraft. Weltweit setzen Unternehmen aus unserem Land den Maßstab für Technik, Effizienz und Systemverträglichkeit. Dienstleister – vom Projektierer über den Windgutachter bis zum Wartungsunternehmer – sind international gefragte Fachleute. Der seit Jahren stabile und so auch berechenbare Ausbau der Windenergie in Deutschland ist Voraussetzung für den Erfolg auf dem Weltmarkt, denn auf dem Heimatmarkt werden Trends gesetzt, Innovationen entwickelt und Ideen getestet.

Schwerpunktsetzungen in den Studiengängen für Maschinen- und Anlagenbau sowie Elektrotechnik und eigens geschaffene Ausbildungs- und Studiengänge unterstreichen die Bedeutung der Branche als zukunftsstarker Arbeitgeber. Universitäten und Forschungsinstitute arbeiten mit der Branche an innovativen Technologien für mehr Kosteneffizienz und Umweltfreundlichkeit in der Energieversorgung.

Wind an Land ist der Leistungsträger der Energiewende. Dank der erfolgreichen Entwicklung der letzten Jahre werden heute 25 Prozent des Bruttostromverbrauchs durch Erneuerbare Energien gedeckt. Immer bessere und leistungsfähigere Anlagen machen eine Nutzung des Windes im Binnenland wirtschaftlich. Dies spart zugleich Netzausbaukosten. Der Erfolg der Erneuerbaren Energien hat dazu beigetragen, dass die Industriestrompreise in Deutschland entgegen der öffentlichen Wahrnehmung seit 2009 sinken.

Jetzt treten wir in eine neue Phase der Energiewende ein. Die Regierungskoalition hat sich vorgenommen, dass bis 2025 40 bis 45 Prozent und bis 2035 55 bis 60 Prozent des deutschen Bruttostromverbrauchs durch Erneuerbare Energien gedeckt werden. Treiber der Energiewende ist zweifelsohne das Erneuerbare-Energien-Gesetz. Ihm kommt weiter eine Regelfunktion auf dem Weg zu einer nachhaltigen Energieversorgung zu. Um die Ziele der Bundesregierung zu erreichen, ist Akzeptanz erforderlich. Deshalb brauchen wir einen veränderten Umlagemechanismus und vor allem ein neues Strommarktdesign. Ein veränderter Umlagemechanismus kann sofort zur Partizipation von Mittelstand, Handwerk, Gewerbe und Haushaltskunden an sinkenden Börsenstrompreisen führen und stützt so die Akzeptanz der Energiewende. Statt einer Integration der Erneuerbaren Energien in ein System, das unter monopolistischen Strukturen für einen fossil-atomaren Energiemarkt

geschaffen wurde, brauchen wir einen neuen Markt, der den Akteuren Perspektiven schafft. Ein neues Marktdesign muss die preiswerten fluktuierenden Energien Sonne und Wind ins Zentrum rücken und diese durch die übrigen Erneuerbaren Energien, hoch effiziente KWK-Anlagen sowie flexible Gaskraftwerke ergänzen. Regionale Vermarktungsmöglichkeiten bis zum Endkunden gehören genauso dazu wie Anreize für Speicherlösungen. Für all diese Erfordernisse liefert der vorliegende Entwurf eines „Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften des Energiewirtschaftsrechts“ keine Antworten. Deshalb und weil durch die Summe struktureller Eingriffe ein massiver Rückschritt für die preiswerte Windenergie droht, weist der Gesetzentwurf in die falsche Richtung.

Berechenbare Rahmenbedingungen sind wichtig, um die technologische Entwicklung zu stützen, den erfolgreichen Exportanteil zu sichern, Ausbildungs- und Arbeitsplätze zu erhalten und wachsende Wertschöpfungspotentiale in breiten Teilen des Landes zu nutzen. Die auf 20 Jahre gesicherte Vergütung gehört dazu. Sie schafft einen berechenbaren Rahmen und vermeidet zugleich Preissteigerungen. Denn weder erfolgt ein Inflationsausgleich, noch werden in dieser Zeit auftretende Kostensteigerungen berücksichtigt. Zudem gab es bereits bislang einen degressiven Ansatz der Einspeisevergütung, der half Innovationspotential zu heben. Die reinen Finanzierungskosten der Windenergie an Land haben auch deshalb an der EEG-Umlage 2014 nur einen verschwindend geringen Anteil von 0,25 Cent je erzeugter Kilowattstunde. Spielräume für Kostensenkungen, die eine Auswirkung auf die Umlage haben könnten, sind also ohnehin so gut wie nicht vorhanden. Wer den Ausbau der kostengünstigen Windenergie beschränkt, durch massive Einschnitte in die Vergütung wirtschaftlich gefährdet oder über schon angekündigte neue Abstandsregelungen den Raum nimmt, bremst die Energiewende. Gerade weil die Stilllegung von Atomkraftwerken ab 2015 zusätzliche Energieerzeugungskapazitäten erfordert, brauchen wir jetzt einen stabilen Zubau der preisgünstigen Windenergie an Land.

Die Energiewende wird durch den Mittelstand, viele Kommunen und breite Bürgergenossenschaften getragen. Wir wollen, dass dies so bleibt. Bürgerbeteiligung und kommunales Engagement stellen die Energiewirtschaft auf ein breites gesellschaftliches Fundament und sorgen für Akzeptanz vor Ort. Dezentral und in demokratischen Strukturen haben tausende Menschen die Erneuerbaren Energien vorangebracht. Diese Menschen sind in ihren Heimatorten meist die Impulsgeber für einen umfassenden Bewusstseinswandel, wenn es um die Produktion und den ressourcenschonenden und klimaneutralen Verbrauch von Energie geht. Die Energiewende hilft, die Klimaschutzziele der Bundesregierung zu erreichen. Erneuerbare Energien vermeiden Millionen Tonnen klimaschädliches CO₂ und senken die Abhängigkeit von fossilen Energieimporten aus instabilen Regionen. Unsere Erfahrungen bei der Umsetzung der Energiewende sowie die dabei erzielten technischen Innovationen können zugleich genutzt werden, um Entwicklungs- und Schwellenländer zu unterstützen. Der Bundesverband WindEnergie engagiert sich deshalb gemeinsam mit dem Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA Power Systems) und der Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) im Windenergie- und Entwicklungsdialog.

Wind an Land ist das Zugpferd der Energiewende. Wind an Land ist preisgünstig und stabilisiert den Strompreis für Bürger, Handwerk, Gewerbe und Industrie. Neue leistungsfähige Anlagen sichern von der Küste bis ins Binnenland mit bis zu 3.500 Volllaststunden eine saubere Stromversorgung. Bürgerbeteiligung und kommunales Engagement sind das gesellschaftliche Fundament der Energiewende. Wir sind bereit, den nächsten Schritt zu gehen. Den Weg aber muss die Bundesregierung bereiten. Statt einem engen Ausbaupfad brauchen wir eine breite Furt!

Inhalt

Ausbaudeckel.....	4
Vergütung.....	7
Verpflichtende Direktvermarktung.....	16
Stichtagsregelung.....	19
Ausschreibungen	20

I. Wichtigste Punkte

Ausbaudeckel

1. Zu § 1b Ausbaupfad

Der vorgeschlagene Ausbaupfad ist ungeeignet, um einen **zielorientierten und nachhaltigen Ausbau** der Windenergie an Land gewährleisten zu können. Der BWE lehnt daher diesen Vorschlag entschieden ab. Jegliche Dynamik, die die Windenergie in ihrem verlässlichen Wachstum in den letzten Jahren vorangebracht hat, würde abgewürgt.

Die Einführung eines gesetzlich fixierten Ausbaukorridors widerspricht damit den bisher im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) postulierten Mindestzielen.

Ein Deckel könnte allenfalls einen energiewirtschaftlichen Nettozubau von 2.500 MW Wind an Land / Jahr beschreiben, da sonst die Klimaschutz- und Erneuerbare-Energien-Ziele der Bundesregierung nicht erreicht werden. Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb ausgerechnet die kostengünstigste Erneuerbare Energiequelle in ihrem Zubau begrenzt werden soll. Wenn es dennoch im Sinne des Gesetzgebers ist, die günstigste Erneuerbare Energie, die Windenergie an Land, in ihrem Ausbau zu beschneiden, müsste die folgende Formulierung aufgenommen werden.

Formulierungsvorschlag § 1b:

„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~~ von insgesamt 2.500 Megawatt pro Jahr (~~brutto~~) zzgl. der abgebauten Leistung der Windenergie an Land pro Jahr.“
2. (...)

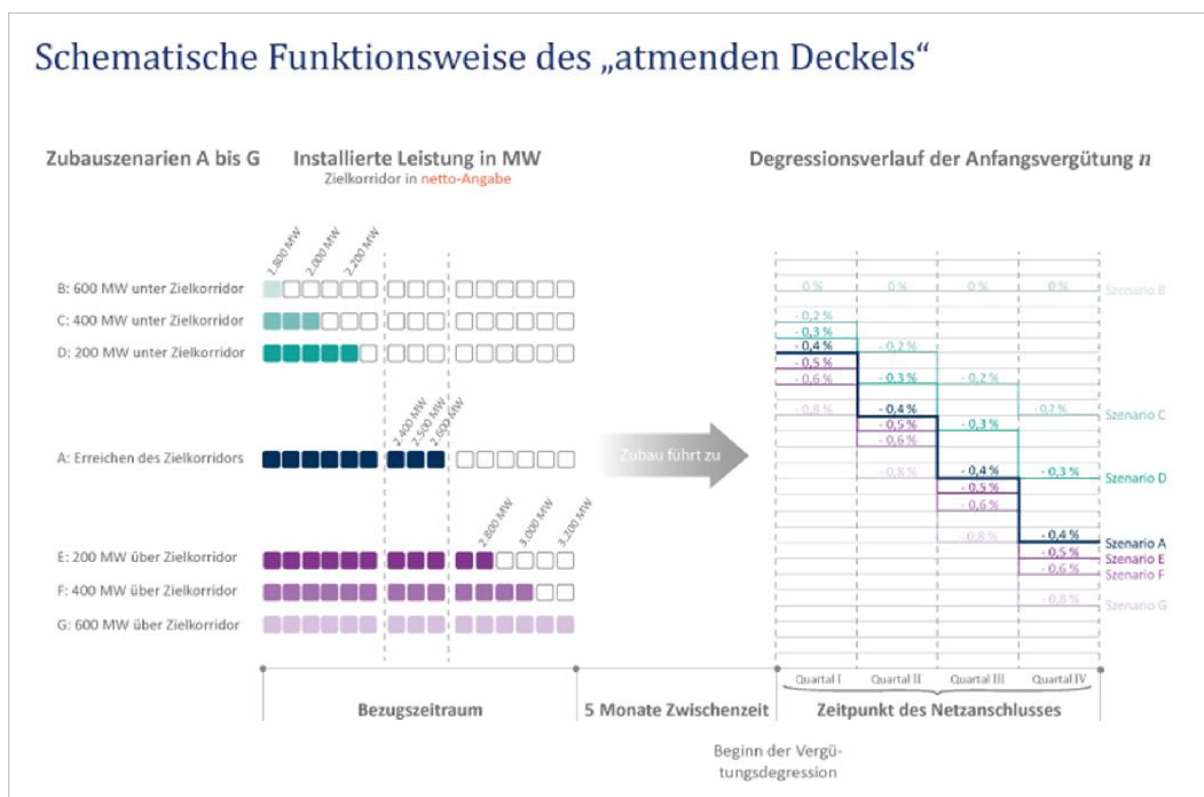
2. Zu § 20d Absenkung der Förderung für Strom aus Windenergieanlagen an Land

Der BWE weist ausdrücklich darauf hin, dass der atmende Deckel aus der Photovoltaik aufgrund der grundsätzlich anderen Rahmenbedingungen bei der Windenergie an Land nicht als Blaupause taugt. Er lehnt das vorgeschlagene Modell als für die Windenergie ungeeignet ab. Windenergieprojekte weisen im Vergleich zu PV-Projekten eine deutlich komplexere und **längere** Genehmigungs- und Vorlaufpraxis sowie längere Projektierungsphasen auf. Diese können drei bis fünf Jahre betragen.

Die Idee des atmenden Deckels führt nach Auffassung des BWE zu steigende Planungs- und Investitionsunsicherheiten, da die Gefahr besteht, dass höhere Finanzierungskosten auflaufen und dadurch gerade eher sicherheitsorientierte Initiatoren von Bürgerenergieprojekten abgeschreckt werden. Investitionen in einen Windpark sind zudem nicht mit Investitionen in eine Hausphotovoltaikanlage vergleichbar.

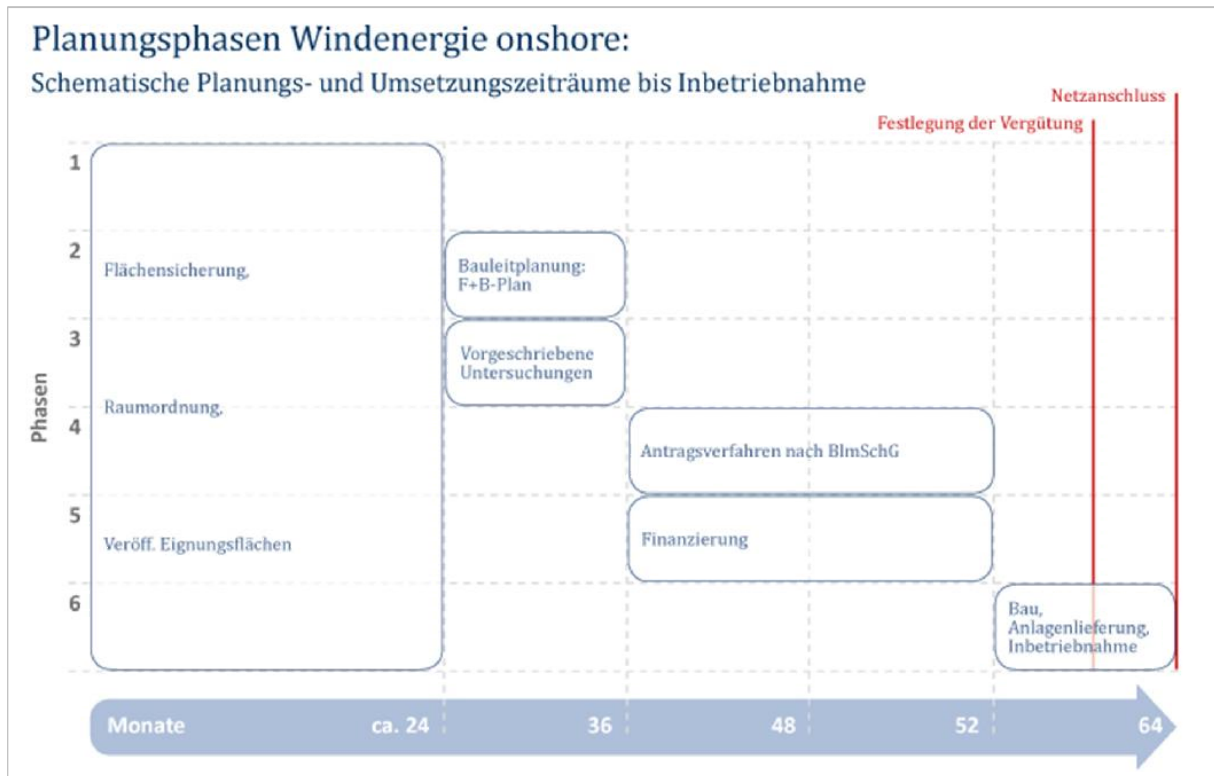
Durch die Festlegungen im Koalitionsvertrag und die Meseberger Beschlüsse wurden die Investoren für Windenergieanlagen massiv verunsichert und überdenken ihre Zukunftsplanungen. Gleichzeitig versuchen alle Investoren angesichts der drohenden massiven Verschlechterungen in 2014 noch möglichst viele Projekte umzusetzen. Selbst bei Einführung eines atmenden Deckels kann das Jahr 2014 damit keinesfalls in die Festlegung eines Bezugszeitraums einbezogen werden.

Darüber hinaus sind die Vorlaufzeiten zur Degressionsbestimmung der Vergütungen im aktuellen Entwurf extrem kurz und erhöhen damit die Unsicherheit für die Finanzierung. Die folgende Grafik zeigt die angedachte Systematik:



Grafik: Bundesverband WindEnergie 2014

Der kurze Zeitraum von nur fünf Monaten von der Festlegung der Degression bis zum Netzanschluss, dem Einsetzen der Vergütung, ist für Projekte, die mehrere Jahre Vorlaufzeit haben, kaum handhabbar. Erst sehr spät wäre berechenbar, wie hoch die Vergütung letztendlich ausfällt. Ein schematischer Projektablauf verdeutlicht dies.



Grafik: Bundesverband WindEnergie 2014

Selbst unter der Annahme der Umsetzung der vorliegenden Vorschläge für einen atmenden Deckel wäre damit **mindestens** eine Spanne von 12 Monaten zwischen Betrachtungszeitraum und Zeitpunkt des Netzanschlusses einzuführen.

Formulierungsvorschlag § 20d:

„(1) Der Zielkorridor für den Zubau von Windenergieanlagen an Land beträgt 2 400 bis 2 600 Megawatt pro Jahr zzgl. der abgebauten Leistung der Windenergie an Land pro Jahr.

(...)

(6) Bezugszeitraum ist der Zeitraum nach dem letzten Kalendertag des ~~18.~~ 24. und vor dem ersten Kalendertag des ~~5.~~ 12. Kalendermonats, die einem Zeitpunkt nach Absatz 2 vorangehen.“

Wie bereits erläutert, ist das Jahr 2014 als erster Bezugszeitraum ungeeignet, denn durch die politischen Diskussionen werden die Installationszahlen gerade in der zweiten Jahreshälfte keine belastbare Referenz darstellen. Es werden voraussichtlich viele Vorzieh- und weitere Sondereffekte eintreten, so dass 2014 kein typisches Installationsjahr sein wird. Ein belastbarer Bezugszeitraum

kann erst am 1.1.2015 beginnen und damit die Degressionsschritte erstmalig zum 1.1.2017 einsetzen.

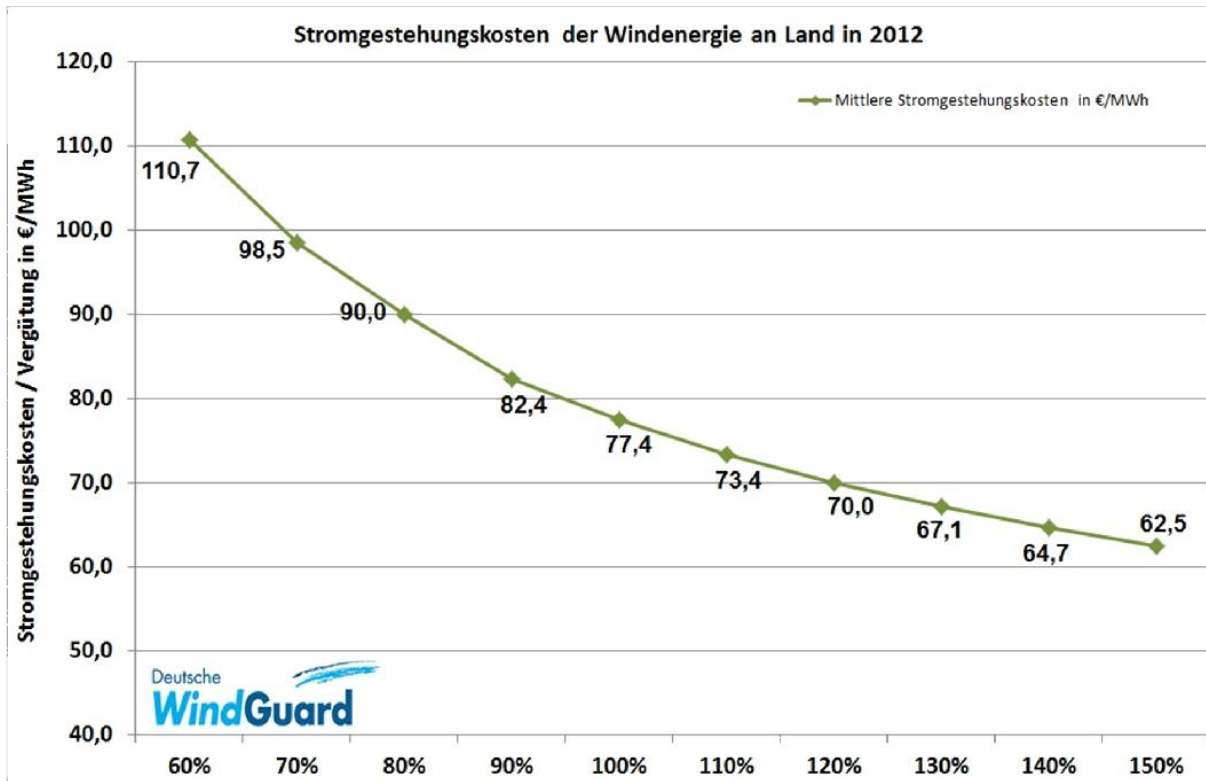
Vergütung

1. Zu § 29 Windenergie an Land

Die Windenergie an Land ist die günstigste Form der Erneuerbaren Energien. Die Forderung nach Einsparungen um 10 bis 20 Prozent in Bezug auf die Vergütung des Jahres 2013 an ertragreichen Standorten, wie es in den von der Bundesregierung verabschiedeten Eckpunkten festgelegt wurde, wird durch den vorliegenden Gesetzentwurf völlig überzogen und überschreitet an manchen Standorten die Marke von 25 Prozent. Aus Sicht des BWE müssen bei der Berechnung einer prozentualen Absenkung alle bereits angelegten und angedachten kostenrelevanten Maßnahmen (Auslaufen/Streichung der Boni, verpflichtende Direktvermarktung, 5 Prozent-Regelung des Koalitionsvertrages beim Einspeisemanagement etc.) mit berücksichtigt und einberechnet werden.

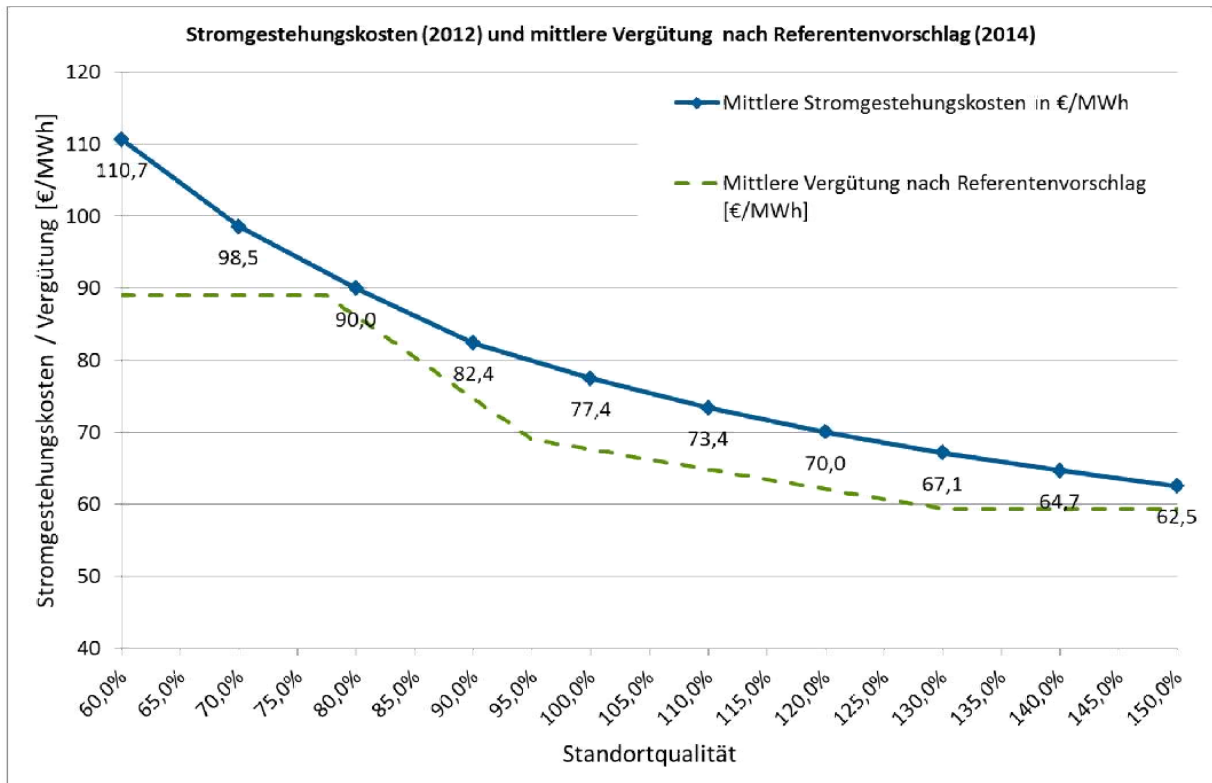
Der BWE hat gemeinsam mit dem VDMA im Herbst 2013 eine umfassende Untersuchung zur Kostenstruktur der Windenergie an Land vorgelegt. Die Kostenstudie¹ ist die aktuellste und fundierteste Untersuchung, die derzeit zu Stromgestehungskosten bei der Windenergie an Land zur Verfügung steht. Jegliche Diskussionen und Entscheidungen über eine Anpassung der Vergütungsstrukturen sollten auf den Studienergebnissen und der dort ausgewiesenen Kostenkurve basieren. Überschlägige prozentuale Kürzungen ignorieren vollständig standortspezifische Besonderheiten und entbehren einer wissenschaftlichen Grundlage. Die ermittelte Kostenkurve wird in der folgenden Grafik dargestellt.

¹ http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/kostensituation-der-windenergie-land-deutschland/20131112_kostensituation_windenergie_land.pdf



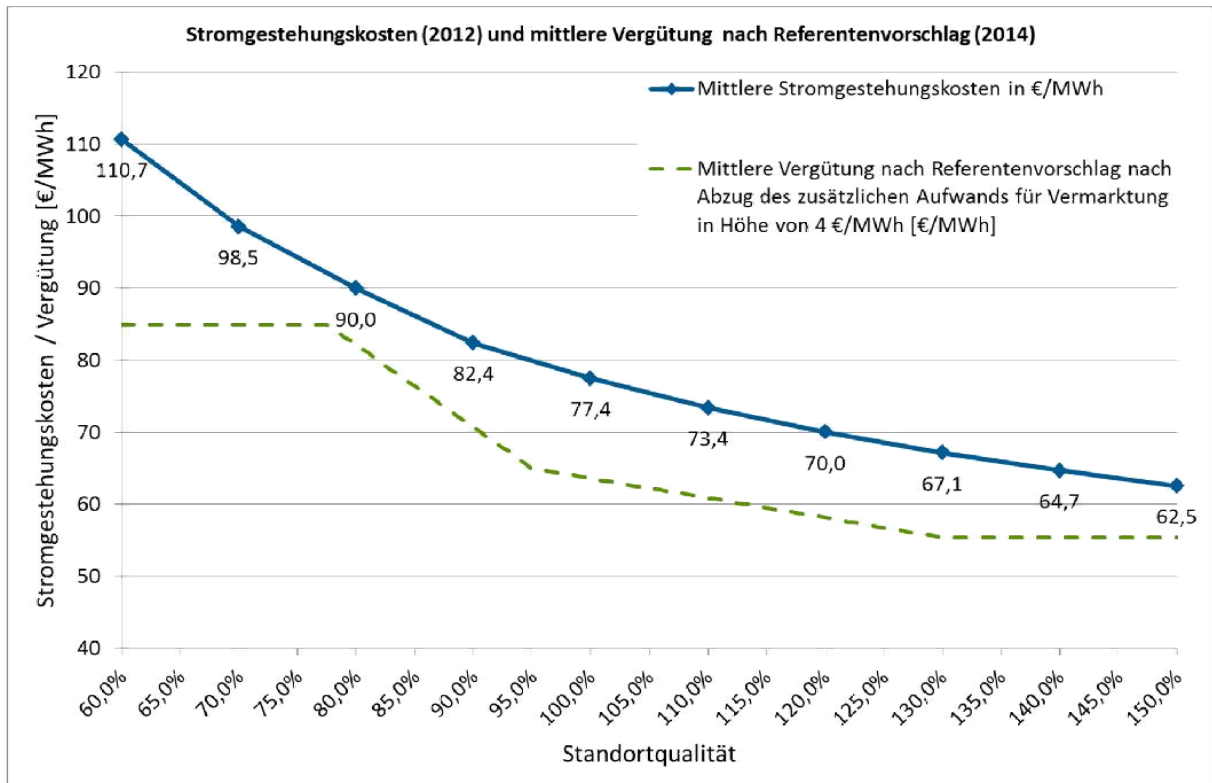
Grafik: Deutsche WindGuard GmbH 2013

Der vorliegende Gesetzentwurf beschreibt eine drastisch andere Kurve. Mit einer unteren Grenze von 77,5 Prozent (guter Binnenlandstandort) und einer oberen Grenze von 130 Prozent (sehr guter Standort) sowie einem „Knick“ der Kurve bei 95 Prozentstandorten ergibt sich bei der Anfangsvergütung von 8,9 ct/kWh die unten dargestellte Vergütungskurve. (Dabei ist die im Koalitionsvertrag beschriebene mögliche Schaltung von bis zu 5 Prozent der Jahresarbeit im Zuge des Einspeisemanagements noch nicht berücksichtigt.)



Grafik: Deutsche Windguard GmbH 2014

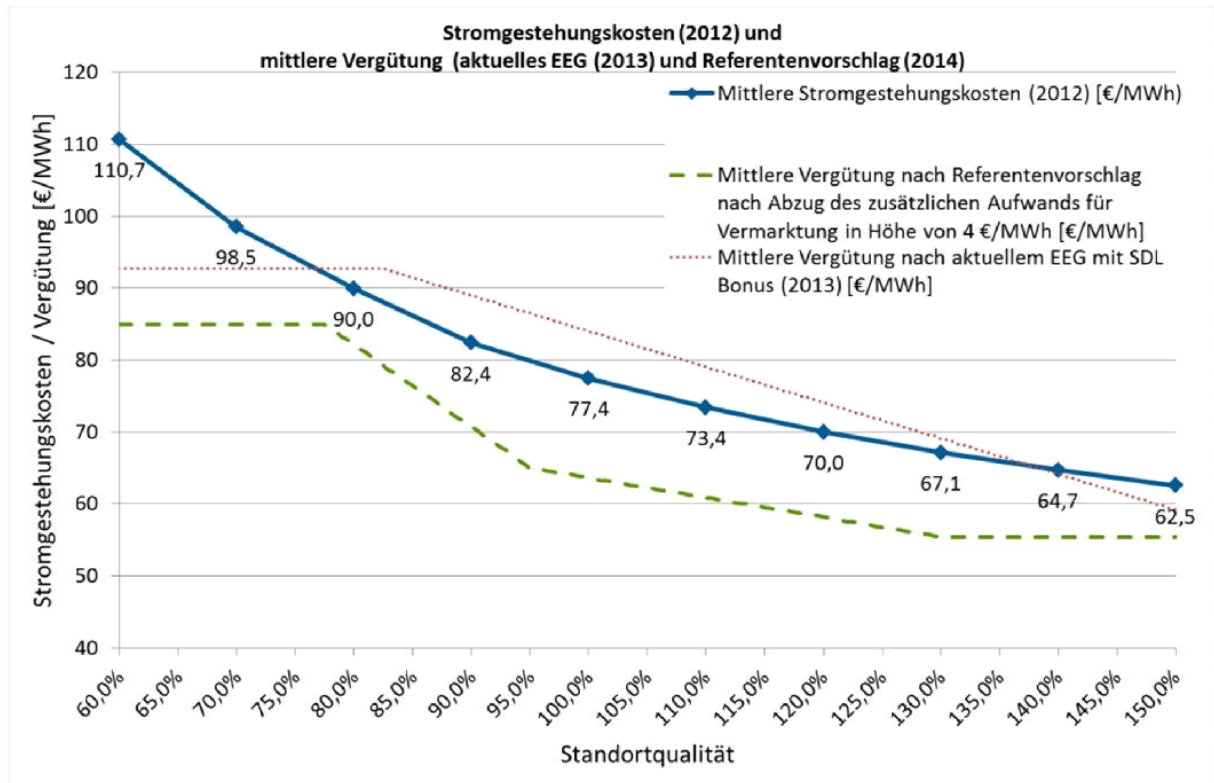
Aus der Begründung des Gesetzentwurfes ergibt sich weiter, dass in diesem Vergütungsvorschlag auch die Kosten der verpflichtenden Direktvermarktung von ca. 0,4 ct/kWh beinhaltet sind. Da die Kostenkurve die Kosten ohne Vermarktungskosten beschreibt, muss zum Vergleich die folgende Grafik mit der Anfangsvergütung von 8,5 ct/kWh angesetzt werden. Auch hier ist noch einmal darauf ausdrücklich hinzuweisen, dass die 5 Prozent-Regelung des Einspeisemanagements noch nicht berücksichtigt sind.



Grafik: Deutsche Windguard GmbH 2014

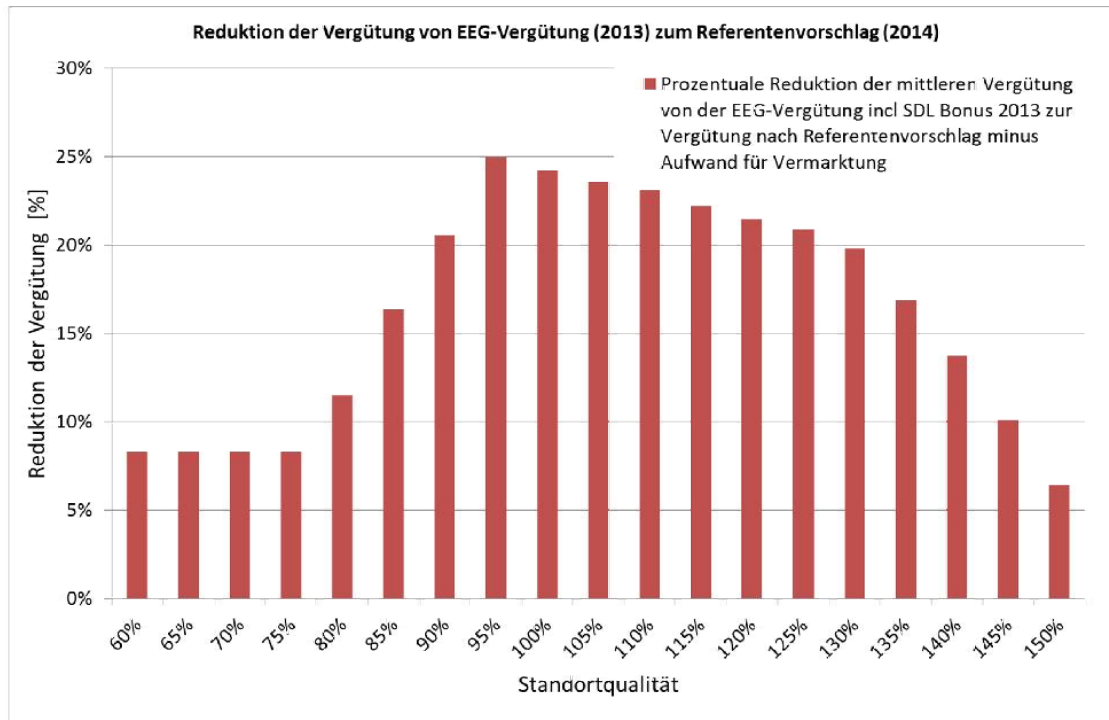
Setzt man die vom Gesetzentwurf aufgezeigten Vergütungen in das Verhältnis zu den Vergütungssätzen des Jahres 2013, wie es im Eckpunkte der Bundesregierung² vom 21. Januar 2014 beschrieben wurde, ergibt sich daraus folgende Darstellung:

² <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eckpunkte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>



Grafik: Deutsche Windguard GmbH 2014

Damit ergeben sich reine Vergütungsabsenkungen – ohne Berücksichtigung der weiteren Kürzungen und Anpassungen, siehe oben –, die sich im Bereich von bis zu 25 Prozent (max. 43%) bewegen. Dies ist deutlich mehr als die Bundesregierung in ihrem Eckpunktepapier festgeschrieben hat. Die folgende Grafik verdeutlicht dies.



Grafik: Deutsche Windguard GmbH 2014

Besonders im Bereich zwischen 77,5 und 95 Prozent des Referenzertrages würde die Umsetzung der Vergütungskurve zu Fehlanreizen führen, da bessere Standorte gegenüber schlechteren Standorten schlechter gestellt würden. Der Anreiz gute Standorte zu entwickeln und so mehr sauberen Strom zu erzeugen entfielen.

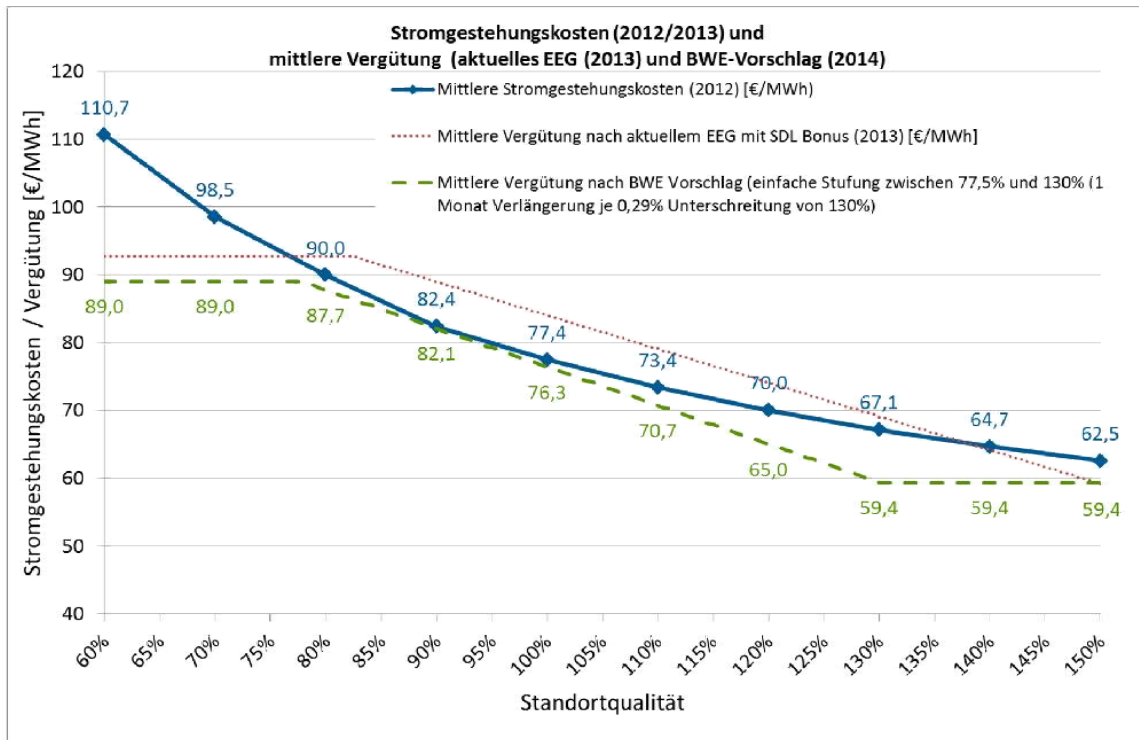
Auch in der Anlagenauslegung würde es zu Fehlanreizen kommen, da Starkwindanlagen im Binnenland eingesetzt würden, damit die Ausbeute der Windenergie in Bezug auf die Vergütung und nicht in Bezug auf das Windangebot optimiert würden.

Anhand der Darstellung wird weiter deutlich, dass die angedachten Kürzungen unter den oben genannten Prämissen einen wirtschaftlichen Betrieb von Windenergie im Binnenland wie bisher nicht mehr erlauben. Auch an den besseren Standorten wird es kaum möglich sein, Windenergie weiter auszubauen.

Dem BWE ist bisher keine belastbare Kostenanalyse bekannt, die eine solche Vergütungsabsenkung vor dem Hintergrund der von der Bundesregierung formulierten Rahmen für die Windenergie an Land rechtfertigt.

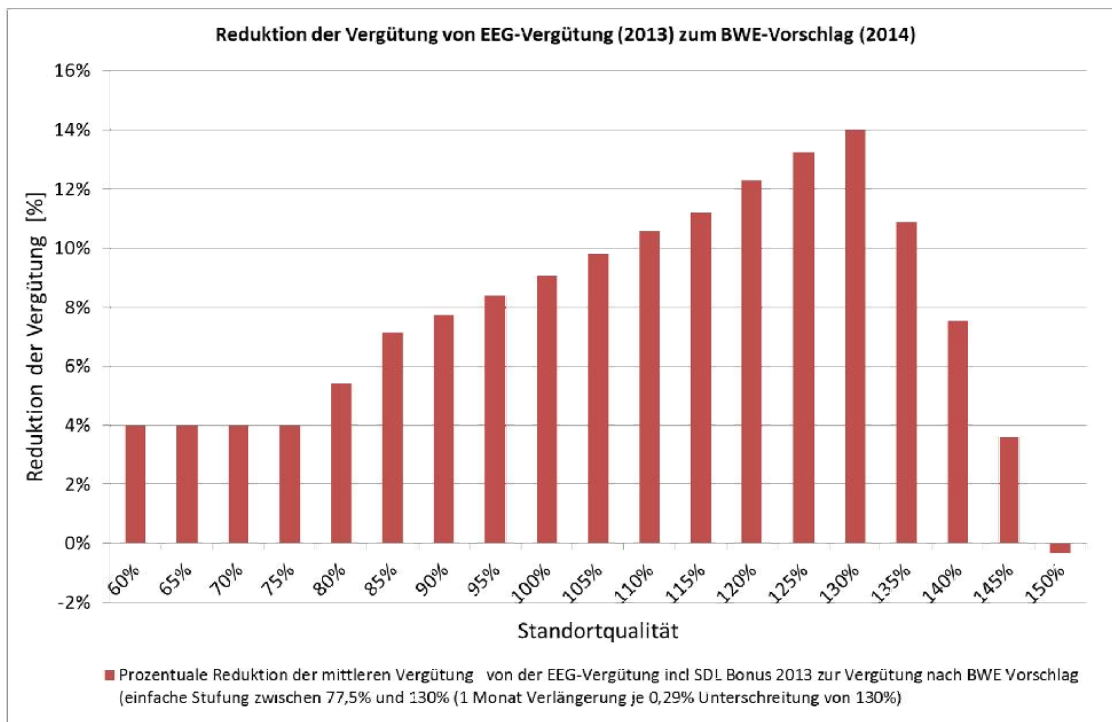
Insbesondere bei potentiellen Repoweringstandorten und –projekten kann die Vergütungsabsenkung darüber hinaus durch den wegfallenden Repoweringbonus bis zu 30 Prozent betragen. Damit werden diese Projekte nicht mehr realisiert, sondern die Altanlagen sehr viel länger am Netz behalten

Der BWE schlägt deshalb vor, folgende grafisch veranschaulichte Vergütungsstruktur in das Gesetz aufzunehmen:



Grafik: Deutsche Windguard GmbH 2014

Daraus würden sich folgende Einsparungen im Vergleich zur Vergütung 2013 ergeben:



Die Vorgaben der Bundesregierung, die sie in ihren Eckpunkten festgelegt hat, wären hiermit nach Einschätzung des BWE hinreichend abgebildet und eine Entwicklung von Projekten bliebe an allen Standorten möglich.

Formulierungsvorschlag §29 Windenergie an Land:

„(1). Für Strom aus Windenergieanlagen an Land beträgt der anzulegende Wert 4,95 Cent pro Kilowattstunde (Grundwert).

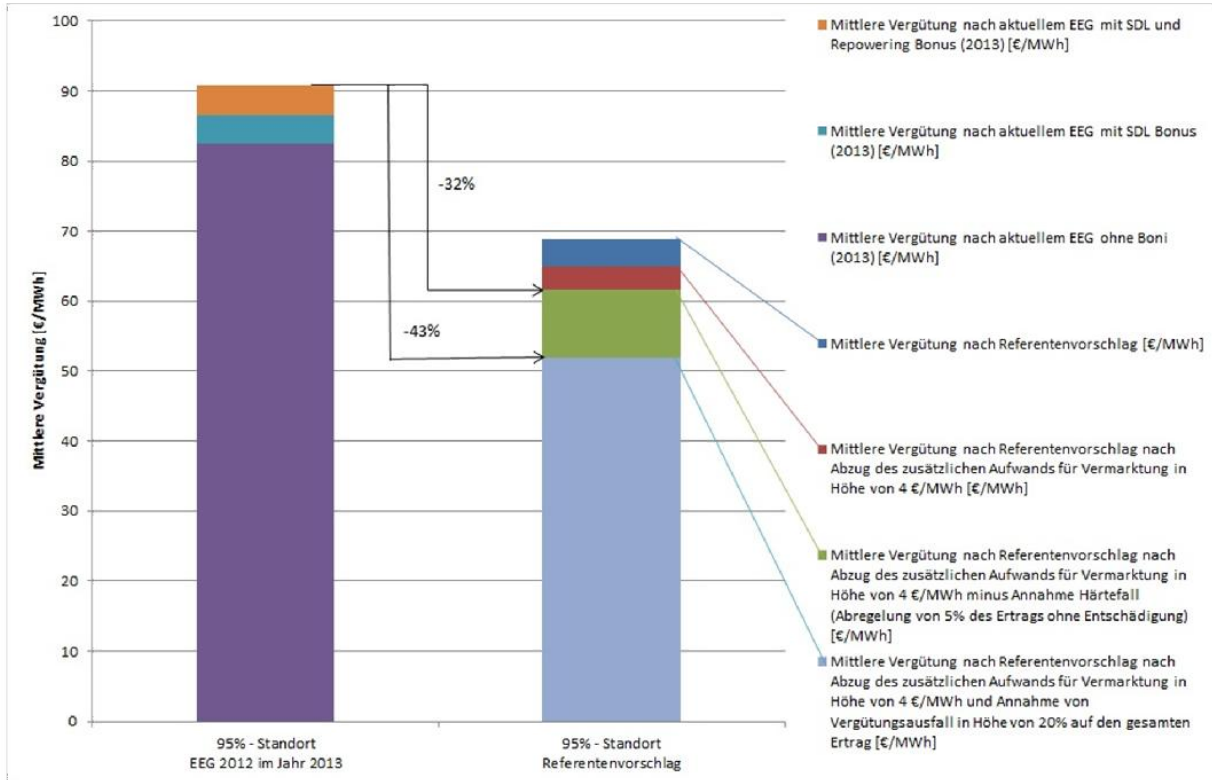
(2) Abweichend von Absatz 1 beträgt der anzulegende Wert in den ersten fünf Jahren ab der Inbetriebnahme der Anlage 8,9 Cent pro Kilowattstunde (Anfangswert). Diese Frist verlängert sich um einen Monat je ~~0,60~~ 0,29 Prozent des Referenzertrags, um den der Ertrag der Anlage 130 Prozent des Referenzertrags unterschreitet. ~~Zusätzlich verlängert sich die Frist um einen Monat je 0,19 Prozent des Referenzertrags, um den der Ertrag der Anlage 95 Prozent des Referenzertrags unterschreitet.~~ Referenzertrag ist der errechnete Ertrag der Referenzanlage nach Maßgabe der Anlage 3 zu diesem Gesetz.

Der BWE weist nochmals ausdrücklich darauf hin, dass es sich bei hier gezeigten Kurven um „Netto“-Annahmen handelt, d.h. die Kosten der verpflichtenden Direktvermarktung sind zu addieren. Da die Bezugskurve 2013 auch ohne die Managementprämie gerechnet ist, sind die Einsparungen in ihrer Größenordnung belastbar.

Darüber hinaus ist nochmals darauf hinzuweisen, dass bei allen Überlegungen immer berücksichtigt werden muss, dass es sich dabei um „reine“ Vergütungskurven handelt und weitere vergütungsrelevante Maßnahmen noch nicht enthalten sind. Dazu zählen insbesondere:

1. Auswirkung der Ausfallvergütung bei einer verpflichtenden Direktvermarktung
2. 5 Prozent Abregelung der Jahresarbeit durch den Netzbetreiber
3. Wegfall des Repoweringbonus
4. Erhöhung der allgemeinen Kapitalmarktzinsen.

Um dies zu verdeutlichen zeigt die folgende Aufstellung ein „Worst Case-Szenario“, das in einzelnen Projekten auftreten kann. Bei Eintritt eines solchen „Worst Case-Szenarios“ würden sich die einzelnen vergütungssenkenden Maßnahmen auf bis zu 43 Prozent unterhalb der aktuellen Vergütung aufaddieren.



Verpflichtende Direktvermarktung

1. Zu § 16 Förderanspruch

a. Verpflichtende Direktvermarktung

Die verpflichtende Direktvermarktung sieht der BWE nach wie vor kritisch und lehnt diese ab. Das Ergebnis wären höhere Finanzierungs- und Transaktionskosten sowie eine Konzentration der Akteure durch die Benachteiligung von Bürgervorhaben und Mittelstand.

Bei der verpflichtenden Direktvermarktung entstehen dem Anlagenbetreiber zusätzliche Kosten für die Vermarktung, die Prognoseerstellung und den Profilservice. Banken werden – als Grundlage für eine auf längere Dauer angelegte Projektfinanzierung – von den Windparkbetreibern langfristige Stromabnahmeverträge mit wirtschaftlich leistungsfähigen Direktvermarktern verlangen, die jedoch marktunüblich und unwahrscheinlich sind. Diese zusätzliche Risikokomponente und auch die Bonitätsbewertung der Direktvermarkter sind von den Fremdkapitalgebern und Investoren in die Projektkalkulation einzubeziehen und werden preiserhöhend wirken. Die hohen Bonitätsanforderungen an die Direktvermarkter werden eine Marktkonzentration auf wenige große Vermarkter beschleunigen. Ebenso werden die steigenden Transaktions- und Finanzierungskosten investitions hinderlich wirken. Für kleinere Windparkbetreiber wird es schwieriger bzw. teurer, Strom aus Windenergie zu vermarkten. Ergebnis einer verpflichtenden Direktvermarktung wären entgegen der klar geäußerten gegenteiligen Absicht des Koalitionsvertrags eine deutlich veränderte Akteursstruktur sowie weniger Wettbewerb im Windenergiemarkt.

Die Ausfallvergütung bei Wegfall des Direktvermarkters ist mit 80 Prozent deutlich zu niedrig angesetzt. Eine solche Regelung führt zu einer hohen Marktmacht der Direktvermarkter. Die freiwillige Direktvermarktung zeigt, dass Windenergieanlagenbetreiber auch bei geringen Mehreinnahmen bereit sind, die dafür nötigen Aufwendungen zu tätigen.

Im Gesetzesvorschlag fehlen jegliche Anforderungen an die Direktvermarkter, so wäre insbesondere ein Abschlusszwang auch für Anlagen unterhalb von 5 MW erforderlich, da gerade Einzelanlagen schon jetzt Schwierigkeiten bei der Suche nach einem Direktvermarkter haben.

Statt einer verpflichtenden Marktprämie sollte im Interesse einer möglichst guten Marktintegration die optionale Direktvermarktung mit einer wettbewerblichen Vielfalt an Akteuren und Geschäftsmodellen beibehalten werden.

Die erhöhten Finanzierungs- und Transaktionskosten müssen bei den anzulegenden Vergütungswerten berücksichtigt werden, damit die verpflichtende Direktvermarktung nicht als zusätzliche Vergütungskürzung wirkt.

b. Abschaffung des Grünstromprivilegs

Die komplette Streichung einer Vermarktung des erneuerbaren Stroms als Grünstrom ist nicht nachvollziehbar. Künftig wäre es nicht mehr möglich, außerhalb der „sonstigen Direktvermarktung“, die verschwindend gering genutzt wird, die hochwertige Grünstromeigenschaft von Strom aus EEG-Anlagen zu vermarkten.

Um die Akzeptanz des Umbaus des Energieversorgungssystems im Rahmen der Energiewende aufrechtzuerhalten und einen Schritt hin zur systematischen Integration der Erneuerbaren Energien zu gehen, muss die Grünstromeigenschaft der Erneuerbaren Energien bis zum Endkunden nachweisbar transportiert werden können. Das erhöht zudem vor allem bei der Windenergie die Akzeptanz vor Ort.

Von verschiedenen Marktakteuren wurden Modelle entwickelt, die auf Basis des Marktprämienmodells die Vermarktung der Grünstromeigenschaft auch weiterhin ermöglichen. Aufbauend auf dem bereits bewährten Marktprämienmodell soll es dessen Vorteile in Zukunft mit qualitativen Zusatzanforderungen ergänzen. Die Modelle ermöglichen es den Akteuren, Strom aus heimischen EEG-Anlagen zu beziehen und ihn mitsamt seiner grünen Eigenschaft als Ökostrom zu verkaufen. Gleichzeitig tragen sie zur Entlastung der EEG-Umlage bei.

Als Beispiele zu nennen wären

- das Ökostrom-Markt-Modell von Naturstrom/Greenpeace Energy/EWS
- das Kundenstrommodell Clean Energy Sourcing

Der BWE hält es für zwingend notwendig, eine solche Vermarktung von Grünstrom zu ermöglichen und die Voraussetzungen dafür im EEG zu schaffen. Dabei soll darauf geachtet werden, dass mit dem Modell folgende Kriterien erfüllt werden:

- Ermöglichung eines Angebotes von „grünem Strom“ für Endkunden aus EEG-Anlagen
- Nachweis einer geschlossenen Lieferkette vom Erzeuger zum Kunden
- Integration engagierter Mindestanteile fluktuierender Erneuerbarer Energien
- Anheben des EE-Anteils mit dem Anwachsen der deutschlandweiten EEG-Erzeugung
- Zumindest Kostenneutralität gegenüber dem EEG-Konto, damit den Zahlern der EEG-Umlage keine Zusatzbelastung entsteht, im besten Falle sogar eine Entlastung
- Kompatibilität mit dem Europarecht.

Vorschlag:

Aufnahme einer Verordnungsermächtigung zur Entwicklung eines das EEG-Konto entlastenden Ökostromvermarktungsmodells unter § 64g EEG-NEU.

c. Unterjährige Abschaffung

Zudem ist die unterjährige Abschaffung des Grünstromprivilegs praktisch nicht umsetzbar. Hier ist sowohl in § 16 als auch in den Übergangsbestimmungen sicherzustellen, dass der Wechsel erst zum 1.1.2015 erfolgt.

2. Zu § 17 Wechsel zwischen den Veräußerungsformen

Zu Abs. 2:

Bisher haben Betreiber die Möglichkeit, auch anteilig zwischen den vom EEG angebotenen Vermarktungsformen zu wählen (Marktprämie, Grünstromprivileg, Sonstige Direktvermarktung). Diese anteilige Vermarktung soll im neuen § 17 Abs.2 abgeschafft werden. In der Gesetzesbegründung heißt es dazu, dass diese Möglichkeit in der Praxis kaum wahrgenommen wurde, so dass kein Bedürfnis bestehe, sie fortzuführen.

Heute bereits existierende innovative Stromtarife und Vermarktungsformen mit Netzdurchleitung, die beispielsweise eine Beimischung von EEG-förderfähigem, oft regional erzeugtem Wind- oder Sonnenstrom vorsehen. Solche Produkte benötigen insbesondere in der Aufbauphase, d.h. während des Kundenwachstums, ein Mindestmaß an Flexibilität. Diese war bisher durch die Möglichkeit der anteiligen Wahl der Vermarktungsformen gegeben. Da der Gesetzgeber grundsätzlich das Ziel verfolgt, die Marktintegration der Erneuerbaren Energien voran zu treiben, scheint die Abschaffung dieser Flexibilität kontraproduktiv. Denn sie erschwert die hochwertigste, vollständig ungeförderte Form der Marktintegration, die „sonstige Direktvermarktung“. Die angeführte Begründung zur Abschaffung der anteiligen Direktvermarktung nimmt dabei die falsche Perspektive ein. Richtig ist zwar, dass die meisten Betreiber, die die Marktprämie als Vermarktungsform wählen, dies mit 100 Prozent der jeweiligen Anlagenleistung tun. Betreiber jedoch, die das Grünstromprivileg oder die sonstige Direktvermarktung nutzen, tun dies in hohem Maße "anteilig". So ist im Jahr 2013 ca. 23 Prozent der Anlagenleistung im Grünstromprivileg und 42 Prozent der Anlagenleistung in der sonstigen Direktvermarktung eine anteilige Direktvermarktung. Die Tendenz ist dabei steigend: 2013 wurden noch 18 Prozent der Anlagen im Grünstromprivileg anteilig in dieser Form vermarktet. Bei der sonstigen Direktvermarktung waren es ebenfalls 42 Prozent. Wenn dem Gesetzgeber die sonstige Direktvermarktung als Instrument wichtig ist, sollte er nicht 42 Prozent der bereits existierenden Nutzung dieses Instruments streichen.

Vorschlag: Beibehalten der Möglichkeit zur Anteiligen Direktvermarktung in § 17 Abs. 2.

3. Zu § 22d Einspeisevergütung in Ausnahmefällen

Die vorgesehene „Einspeisevergütung in Ausnahmefällen“ ist als risikomindernde Maßnahme grundsätzlich positiv zu sehen. Die für dieses Modell vorgesehene Ausfallvergütung von 80 Prozent ist jedoch wie bereits erwähnt deutlich zu niedrig bemessen und würde dadurch zu erheblichen Risikoabschlägen in den Cash-flow Modellen der Finanzierer führen. Sie ist insbesondere zu niedrig, um kleinere Stromlieferanten/Anlagenbetreiber vor wirtschaftlich untragbaren

Vermarktungsbedingungen zu schützen. Darüber hinaus ist der 20 prozentige Abschlag unnötig hoch, wenn es darum geht, ein missbräuchliches Verharren in der Ausfallvermarktung zu vermeiden zumal der Anlagenbetreiber vor dem Eintritt in die Ausfallvermarktung bereits einen wirtschaftlichen Schaden in Form eines Forderungsausfalls erlitten haben dürfte

Es wird daher vorgeschlagen, die Ausfallvergütung auf 90 Prozent festzulegen. Dies würde verhindern, dass Betreiber die Rückfallposition gegenüber dem Normalfall präferieren und andererseits das Finanzierungsrisiko deutlich reduzieren.

Formulierungsvorschlag §22 Abs. 2

Die Höhe des Anspruchs nach § 16 in Verbindung mit Absatz 1 bestimmt sich nach den §§ 23 bis 32 und 33 in Verbindung mit §§ 17 bis 20e, wobei sich die dort geregelten anzulegenden Werte um ~~20~~ 10 Prozent verringern.

Redaktionell: § 22d Abs. 1 S. 2 des Entwurfs beschreibt den Sinn und Zweck der Regelung. Dieser Satz kann ersatzlos gestrichen werden, da er in die Gesetzesbegründung gehört.

Stichtagsregelung

1. Zu § 66 Allgemeine Übergangsbestimmungen

Zu Abs.3:

Die im Gesetzentwurf formulierten Regelungen zum Vertrauensschutz sind unter Berücksichtigung der Investitionsvorläufe und der finanziellen Vorleistungen für Windenergieprojekte an Land inakzeptabel. Sie gefährden von Unternehmen und Bürgern bereits investiertes Kapital in Millionenhöhe und bringen massive Verunsicherung in die Windenergiebranche. Aufgrund der Ungewissheit über die potenziellen Vergütungshöhen in einem neuen EEG ab dem 1. August 2014 sind noch nicht genehmigte Projekte ab sofort nicht mehr kalkulierbar, denn weder Projektierer noch Finanzierer (Banken, Investoren etc.) haben verlässliche Anhaltspunkte für eine Wirtschaftlichkeitsberechnung solange der Gesetzentwurf noch nicht vom Bundestag verabschiedet wurde. Die Investoren, ob es sich nun um Unternehmen oder Bürger handelt, wären gezwungen, Projekte sofort zu stoppen. Es würden mehr als die Hälfte der bereits fertig projektierten Windenergieanlagen aus der Übergangsregelung fallen, ohne dass dies irgendeine positive Auswirkung auf die EEG Umlage hätte. Eine solche Stichtagsregelung wäre damit völlig unverhältnismäßig und hätte nachhaltige Folgen für das Vertrauen in den Investitionsstandort Deutschland.

Aus Sicht des BWE bedarf es deutlich vernünftigerer und sachlich angemessenerer Übergangsregelungen. Bezugspunkt für die Gewährung des Vertrauensschutzes, das heißt, der Gewährung der Vergütungshöhen nach dem EEG 2012, sollte der Zeitpunkt der Antragstellung sein.

Nur über diesen Weg kann verhindert werden, dass den Genehmigungsbehörden ein immenser Arbeitsdruck zur Entscheidung über genehmigungsreife Verfahren auferlegt wird oder sie wegen verzögerter Genehmigungserteilung mit hohen Schadensersatzforderungen konfrontiert werden. Darüber hinaus steht der jeweilige Projektierer selbst in der Pflicht, die erforderlichen Unterlagen einzureichen. Als konkreten Stichtag für die Gewährung der Vergütungshöhen nach dem EEG 2012 schlägt der BWE den 22.1.2014 vor. Hätte der Anlagenbetreiber bis zu diesem Tag einen Genehmigungsantrag gestellt und würde er seine Anlage noch in 2014 in Betrieb nehmen, wäre ihm die Vergütung nach dem EEG 2012 zuzubilligen. Dann nämlich wäre er durch die in aller Regel immense Kosten verursachende Projektierung bis zur Antragstellung sowie diese selbst derart hohe Kosten und Kostenrisiken eingegangen, dass sein Vertrauen auf den Fortbestand des EEG 2012 zumindest in 2014 ersichtlich schutzwürdig wäre.

Ausschreibungen

1. Zu § 1a Grundsätze des Gesetzes

Gemäß § 1a Abs. 5 soll die Höhe der finanziellen Förderung für Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas bis spätestens 2017 durch Ausschreibungen ermittelt werden, wofür zunächst für Strom aus Freiflächenanlagen Erfahrungen mit einer wettbewerblichen Ermittlung der Höhe der finanziellen Förderung gesammelt werden.

Kommentar des BWE:

Neben der Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung handelt es sich bei Ausschreibungen um die zweite radikale Veränderung der Grundprinzipien des EEG. Die Ermittlung der Förderhöhe durch Ausschreibungen bis spätestens 2017 stellt eine drastische Verschärfung gegenüber dem Koalitionsvertrag dar. So sieht der Koalitionsvertrag die Ermittlung der Förderhöhe durch Ausschreibungen erst ab 2018 vor, sofern bis dahin in einem Pilotprojekt nachgewiesen werden kann, dass die Ziele der Energiewende auf diesem Wege kostengünstiger erreicht werden können. Die in § 1a des Referentenentwurfs enthaltene Formulierung widerspricht dem Koalitionsvertrag gleich in zweifacher Weise: Zum einen ist das Einführungsdatum für Ausschreibungen um ein Jahr vorgezogen worden, was bereits kurz- und mittelfristig zu erheblicher Investitionsunsicherheit führt. Des Weiteren hat sich dem Wortlaut nach die vorherige „Kann“-Bestimmung in eine „Soll“-Bestimmung verwandelt. Den letzten Punkt hält der BWE für sehr gravierend, denn hierdurch wird das angedachte Ausschreibungspilotmodell für Freiflächenanlagen bereits zur ersten Einführungsphase für den neuen Vergütungsmechanismus. Eine fundierte Evaluierung durch dieses Pilotprojekt anhand eines objektiven Kriterienkatalogs, ob das Ausschreibungsinstrument überhaupt geeignet ist, um die Ziele zu erreichen, ist hiermit nicht mehr gewährleistet.

Der BWE bewertet Ausschreibungen als ein ungeeignetes Instrument, um die Förderung der Erneuerbaren kosteneffizienter zu gestalten und eine effektive Mengensteuerung umzusetzen. Die Definition von Ausschreibungen in § 3 Nr. 3 des Referentenentwurfs bezeichnet Ausschreibungen als ein „objektives, transparentes, diskriminierungsfreies und wettbewerbliches Verfahren“. Diese Attribute sind jedoch nicht per se mit der Einführung von Ausschreibungen gegeben. Eine

Voraussetzung für die Hebung eines möglichen Kostensenkungspotenzials ist eine hohe Marktliquidität, was eine bundesweite oder sogar europaweite Ausschreibung voraussetzen würde. Dies bedeutet allerdings, dass in der Folge Windprojekte vor allem dort realisiert werden würden, wo die Windverhältnisse am besten sind. In der politisch-gesellschaftlichen Realität Deutschlands dürfte es jedoch äußerst schwierig sein, eine Autorität zu benennen, die nach einer bundes- bzw. europaweiten Ausschreibung Zuweisungen von Windkapazitäten auf die einzelnen Bundesländer vornimmt. Zugleich gefährden Ausschreibungen die Realisierung von Ausbauzielen, was wiederum der Zielerreichung einer effektiven Mengensteuerung entgegensteht. Aufgrund einer erfahrungsgemäß anzunehmenden Ausfallrate von Projekten, insbesondere in der Einführungsphase, kann es zu Unterschreitungen des anvisierten Ausbaukorridors kommen. Außerdem besteht die Gefahr von *strategic bidding*: Häufig erwerben Unternehmen z.B. Ausschreibungszuschläge auf Vorrat, mitunter auch, um Mitbewerbern zu schaden. Bei Nichtrealisierung von zugesprochenen Projekten müsste sich der Gesetzgeber Instrumentarien wie entsprechend hoch gesteckte Pönalien und erneute Ausschreibungsrunden erdenken, um eine Verfehlung seiner anvisierten nationalen Ausbauziele zu vermeiden. Diese Opportunitätskosten müssen in die Gesamtkostenbetrachtung miteinbezogen werden. Zudem ist zu beachten, dass von dem Ausfall von Projekten nicht nur die Bieter bzw. Investoren betroffen wären, sondern ebenso die Hersteller- und Zuliefererindustrie entlang der vorgelagerten Wertschöpfungskette. Des Weiteren führt die Teilnahme an einer Ausschreibung zu hohen Transaktionskosten für die Bieter. Dies ist sowohl in Bezug auf Präqualifikationsrunden als auch auf die Risikoprämie, wenn das Projekt nicht bezuschlagt wird, zu beachten. Die internationalen Erfahrungen zeigen, dass Ausschreibungsmechanismen der Akteursvielfalt inklusive kleiner und mittelständischer Projektierer entgegenstehen und zu einer Dominanz von Großprojektieren führen können. Bürgerwindprojekte, durch die vielfältige positive Effekte für die kommunale Wertschöpfung entstehen, sind dann kaum noch möglich.

Zudem ist bislang absolut unklar, ob das Ausschreibungspilotmodell für PV-Freiflächenanlagen überhaupt auf die Windenergie an Land übertragbar ist. So ist zum Beispiel nicht ersichtlich, wie bei Wind Onshore ein Ausschreibungsmechanismus mit den Eignungsflächen und der Raumplanung bei gleichzeitig hoher Marktliquidität effizient umgesetzt werden kann. Ein Systemwechsel bedarf sorgfältiger Prüfung anhand von klar definierten Kriterien, die ein neues Fördersystem zu erfüllen hat, bevor es operativ wird. Andernfalls birgt dessen Einführung die Gefahr, dass Marktverzerrungen zugunsten marktbeherrschender Unternehmen, Kostensteigerungen sowie Verwerfungen beim Ausbau der Erneuerbaren Energien die Folge sein können.

2. Zu § 65b Ausschreibungsbericht

Die Formulierung des nach § 65b vorgesehenen Ausschreibungsberichtes lässt i.V.m. § 1a Abs. 5 darauf schließen, dass Ausschreibungen bis spätestens 2017 für die Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien bereits feststehen. Gemäß § 65b Nr. 1 und Nr. 2 enthält der Ausschreibungsbericht auch Handlungsempfehlungen zur Ermittlung der Höhe der finanziellen Förderung im Hinblick auf § 1a Abs. 5 S. 1 und zur Menge der für die Erreichung der Ziele nach §1 Abs. 2 erforderlichen auszuschreibenden Strommengen oder installierten Leistungen. Völlig außer Acht gelassen ist hierbei allerdings, in wie fern die gesammelten Erfahrungen mit dem Freiflächenpilotprojekt überhaupt auf andere Technologien übertragbar sind. Dies sieht der BWE aus

mehreren Gründen als äußerst kritisch an. Aufgrund der strukturellen Unterschiede der verschiedenen Erneuerbaren-Energie-Technologien kann ein Pilotprojekt für eine Technologie, wie in diesem Fall die der PV-Freifläche, nicht automatisch als Blaupause für weitere Technologien dienen. So ist die Windenergie an Land insbesondere durch eine dezentrale Struktur, kleinere Windparks bis hin zu Einzelanlagen und einen länderspezifisch geprägten Ausbau unter dem Gesichtspunkt der Raumplanung charakterisiert. Dies gilt es, in eine Evaluierung miteinzubeziehen. Der BWE macht in diesem Kontext noch einmal darauf aufmerksam, dass im Koalitionsvertrag zudem explizit formuliert war, dass „ab 2018 die Förderhöhe über Ausschreibungen ermittelt werden, sofern bis dahin in einem Pilotprojekt nachgewiesen werden kann, dass die Ziele der Energiewende auf diesem Wege kostengünstiger erreicht werden können“. Diese Grundvoraussetzung, die der BWE ungeachtet der oben beschriebenen Kritik an Ausschreibungen, für einen möglichen Systemwechsel als fundamental ansieht, entfällt vollständig in der Formulierung des § 65b. Obgleich der BWE Ausschreibungen für die Windenergie an Land strikt ablehnt, hält er es für essenziell, dass im Rahmen der Evaluierung des Pilotprojektes und seine potenzielle Übertragbarkeit auf andere Technologien wie die Windenergie die betroffenen Branchen und Stakeholder von der Politik aktiv miteinbezogen werden. Andernfalls besteht die Gefahr, dass die Ausschreibung für Freiflächenanlagen nach § 33 zu Fehlschlüssen in Bezug auf die Übertragbarkeit bei anderen Erneuerbaren führt, wenn deren komplexe Technologie- und Regulierungsspezifika nicht gesondert beachtet werden. Bevor hier politische Schnellschüsse erfolgen, muss zunächst detailliert anhand wohldurchdachter Kriterien untersucht werden, ob solch ein Ausschreibungsmechanismus bei der Windenergie an Land zur Zielerreichung überhaupt funktioniert.

I. II. Weitere Punkte

I. Zu weiteren einzelnen Paragraphen

1. Zu § 1a

Es ist unklar, welche rechtliche Qualität der neu eingefügte § 1a hat. Sind die „Soll“- Bestimmungen bei der Auslegung des Gesetzes zu berücksichtigen? Da der Großteil der Bestimmungen in den nachfolgenden Paragraphen konkretisiert wird, sorgen die unklaren Bestimmungen des § 1a für Verunsicherung, ohne einen zusätzlichen Nutzen zu haben, und sollten daher gestrichen werden

2. Zu § 1c Anlagenregister

Hierzu wird im Rahmen der Anmerkungen zur Anlagenregisterverordnung (AnlRegV) Stellung genommen.

3. Zu § 3 Nr. 3 Begriffsbestimmungen „Anlage“

Zu Nr. 7 „Direktvermarktung“

Es wird angeregt, in der Definition der Direktvermarktung den Passus „in räumlicher Nähe“ zu streichen und die Definition wie folgt zu ändern

Formulierungsvorschlag § 3 Nr. 7:

„„Direktvermarktung“ die Veräußerung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas an Dritte, es sei denn, der Strom wird ~~in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und~~ nicht durch ein Netz durchgeleitet, (...)“

Begründung:

Formelle Fördervoraussetzungen der Marktprämie gemäß § 22a sind, dass kein vermiedenes Netzentgelt in Anspruch genommen wird, der Strom in einer fernsteuerbaren Anlage erzeugt wird und dem Bilanzkreismanagement unterliegt. Entscheidend ist damit u.a., dass der geförderte Strom in das Stromnetz eingespeist wird. Dieser Förderung durch die Marktprämie wird weder die Definition in § 3 Nr. 6 noch die Begrifflichkeit in § 15a Abs. 2 noch die Anforderung in § 22e Abs. 2 Nr. 2 gerecht, da zusätzlich darauf abgestellt wird, dass der Strom nicht in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht wird. Die Definition der unmittelbaren Nähe hat sich zudem in der Praxis als schwierig erwiesen, auch ist diese Ergänzung nicht notwendig.

Alternativ könnte man das „und“ davor auch durch ein „oder“ ersetzen und dafür den Halbsatz mit der räumlichen Nähe stehen lassen.

Entsprechend sollten die Formulierungen in § 15a Abs.2 und § 22e Abs.2 Nr. 2 angepasst werden.

4. Zu § 5 Anschluss

Zu Abs. 1:

Der BWE regt für § 5 Abs. 1 folgenden Formulierungsvorschlag an:

„Netzbetreiber sind verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig an der Stelle an ihr Netz anzuschließen (Verknüpfungspunkt), die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist, und die in der Luftlinie kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist, ~~wenn nicht dieses oder ein anderes Netz einen technische und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist~~ . Die Anschlusspflicht des Netzbetreibers besteht dann nicht, wenn ein Anschluss der Anlagen zu gesamtwirtschaftlich geringeren Kosten an ein anderes Netz erfolgen kann. Ein anderes Netz ist nur ein solches, dass sich im Netzbereich eines anderen, als dem nach Satz 1 verpflichteten Netzbetreibers befindet. Soll der Anschluss zu gesamtwirtschaftlich geringeren Kosten im selben Netz erfolgen, so gilt § 5 Abs. 3. Bei einer oder mehreren Anlagen...“

Begründung:

Der Änderungsvorschlag des Referentenentwurfs, mit der Einfügung der Worte „*dieses oder*“ die Rechtsprechung des BGH zu kodifizieren, wird einer zweckmäßigen Regelung des Netzanschlusses nicht gerecht.

Mit der vorgeschlagenen Regelung erhoffte sich der Gesetzgeber, die gesamtwirtschaftlichen Kosten des Netzanschlusses niedrig zu halten (BT-Drs. 16/8148, S. 48). Diesen Sinn und Zweck der Regelung erreicht eine Regelung, die stets auf den technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt abstellt, aber nur und erst dann, wenn der Sachverhalt zwischen Netz- und Anlagenbetreiber geklärt ist. Das dauert oft lange, sodass Fragen zum Netzanschluss häufig erst im Nachgang zu dessen Realisierung bei Gericht geklärt werden. Die Ermittlung des technisch und wirtschaftlich günstigen Verknüpfungspunktes ist nicht einfach, weil zu seiner Ermittlung zahlreiche elektrotechnische und bautechnische Fragen geklärt werden müssen. Sie ist auch nicht transparent, weil die Ermittlung des technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunktes beim Anlagenbetreiber Informationen voraussetzt, über die er nicht verfügt und Kenntnisse erfordert, die er – da er kein Netzbetreiber – nicht vorhält.

Daher schlägt der BWE vor, grundsätzlich bei dem nächstgelegenen Netzverknüpfungspunkt zu bleiben. Ein Abweichen davon sollte nur möglich sein, wenn der alternative Netzverknüpfungspunkt nachweislich zu gesamtwirtschaftlich geringeren Kosten an einem anderen Punkt realisiert werden kann. Dabei solle es auf die Minimierung der Gesamtkosten ankommen, ohne dass es auf die Kostentragung im Einzelnen ankommen darf. Dies entspricht der ständigen Rechtsprechung, auch das in der Begründung zitierte Urteil des Bundesgerichtshofes vom 10.10.2012, VIII ZR 362/10, stellt die gesamtwirtschaftliche Kostenbetrachtung in den Vordergrund.

Die im Referentenentwurf vorgeschlagene Änderung würde dem Netzbetreiber ermöglichen, den für sich günstigsten Punkt auszuwählen und unter Reduzierung der eigenen Kosten dem Anlagenbetreiber hohe Anschlusskosten aufzuerlegen.

Nach der vom BWE vorgeschlagenen Fassung des § 5 Abs. 1 EEG wird der Netzverknüpfungspunkt unabhängig von der Kostentragungspflicht bestimmt. Für den Fall, dass der Netzbetreiber oder der Anlagenbetreiber vom Verknüpfungspunkt nach § 5 Abs. 1 EEG abweichen möchte, stehen die § 5 Abs. 2 und 3 EEG zur Verfügung.

Zu Abs.2:

Es ist unverständlich, dass nach den Ausführungen in der Begründung zu § 5 Abs. 2 nur die unmittelbaren Kosten zu berücksichtigen seien. Diese Ausführungen widersprechen der ständigen Rechtsprechung des BGH, (vgl. BGH, Urt. v. 28.11.2007, VIII ZR 306/04, Rn 12; BGH, Urt. v. 08.10.2003, VIII ZR 165/01 in NVWZ 2004, S. 251 (253) unter II 2. lit b)). Gerade im Urteil des BGH vom 08.10.2003 wird ausdrücklich festgestellt, dass auch Stromtransportverluste bei der Ermittlung des gesamtwirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunktes zu berücksichtigen sind.

Vorschlag: Klarstellung in der Begründung zu § 5 Abs.2 , dass mittelbare Kosten ebenfalls zu berücksichtigen sind.

5. Zu § 6 EEG Technische Vorgaben

Zu Abs.1:

Der BWE befürwortet ausdrücklich die Ergänzung des Abs. 2 durch den neuen Satz 2. Dies entspricht der energiewirtschaftlichen Praxis und beseitigt Unsicherheiten, die in der Vergangenheit entstanden sind. Die Ergänzung des Abs. 2 sorgt für Rechtssicherheit bei Altanlagen als auch bei neuen Projekten.

Begründung:

Netzbetreiber nutzen keinen Zugriff auf eine einzelne Windenergieanlage (Erzeugungseinheit) und steuern keine einzelnen Anlagen innerhalb eines Windparks an. Die technische Umsetzung der Steuerung sämtlicher Einzelanlagen (Erzeugungseinheiten) ist derzeit nicht möglich, war in der Praxis nicht gefordert und würde mit enormen Kosten sowie zeitlichem Aufwand für die Nachrüstung verbunden sein. Die Steuerung und Überwachung jeder einzelnen Erzeugungseinheit würde zudem auch für die Netzbetreiber einen unnötigen und hohen technischen Aufwand bedeuten, denn sämtliche Einheiten müssten in das Steuer- und Leitsystem der Netzbetreiber integriert werden. Netztechnisch macht ein Ansteuern von Einzelanlagen (Einheiten) im Windpark (Anlage) ohnehin wenig Sinn. Übertragungsnetzbetreiber sind von der Änderung des § 6 Abs. 1 nur wenig betroffen, da 98 Prozent der Erzeugungsanlagen nach dem EEG in den Verteilnetzen angeschlossen sind. Das Einspeisemanagement ist von den Änderungen in § 6 in der Praxis nicht betroffen. Die Steuerung erfolgt schon heute über den Anschluss des Windparks (Anlage) am Netzverknüpfungspunkt. Windparks, die an einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt angeschlossen sind, lassen sich

separat ansteuern und eine gestufte oder stufenlose Regelung der Wirkleistungseinspeisung ist möglich. Zudem ist weder für Direktvermarkter noch für Übertragungsnetzbetreiber die Erzeugungsleistung einzelner Einheiten in einem Windpark von Interesse. Wichtig ist die Leistungsabgabe des gesamten Parks am Netzanschlusspunkt, da die gesamte Leistung eines Windparks gesteuert werden muss. Nur die kumulierte Leistung der einzelnen Einheiten in einem Park ist in der Praxis von Interesse. Auch die Marktprämienverordnung und die SDLWindV zielen auf den Netzanschlusspunkt ab, nicht auf die einzelne Erzeugungseinheit.

Zur Streichung des § 6 Abs. 5 (alt):

Im aktuellen Entwurf soll § 6 Abs. 5 (alt), der auf die SDLWindV verweist, gestrichen werden. Damit findet die SDLWindV für Neuanlagen keine Anwendung mehr. Begründet wird dies damit, dass die in der SDLWindV festgelegten besonderen Systemdienstleistungsanforderungen mittlerweile in den geltenden Netzanschlussbestimmungen (wie z.B. der Mittelspannungsrichtlinie) eingegangen sind. Aus diesem Grund ist auch die SDLWindV nicht mehr eine Anspruchsvoraussetzung für den Förderanspruch. Mit dem Verweis des § 7 Abs. 2 EEG auf § 49 EnWG sei klargestellt, dass die technischen Regelwerke auch auf Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien Anwendung finden.

An dieser Stelle weist der BWE ausdrücklich auf die Komplexität der SDLWindV im Zusammenwirken mit dem technischen Regelwerk hin (Transmission Code 2007 (TC 2007), der technischen Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz sowie statische Verweise auf deren Ergänzungen). Eine solch tiefgreifende Änderung bzw. Reduktion der SDLWindV muss fundiert geprüft werden, damit keine Lücken entstehen, wenn das technische Regelwerk künftig einige der bisher in der SDLWindV enthaltenen Spezifizierungen ersetzen soll. So muss das Datum des Inkrafttretens von technischen Richtlinien beachtet werden, inklusive der enthaltenen Übergangsfristen. So ist beispielsweise das Datum des definitiven Inkrafttretens der TAB Hochspannung (E VDE-AR-N 4120), die zukünftig die Anschlussbedingungen für Erzeugungsanlagen am Hochspannungsnetz definiert, noch nicht klar. Falls das EEG 2014 vor der TAB Hochspannung in Kraft treten sollte, würden Anschlüsse für Neuanlagen an das Hochspannungsnetz vorübergehend ausschließlich von der Einhaltung des Transmission Code 2007 abhängen. Der TC 2007 wurde allerdings erst durch die SDLWindV kompatibel für EEG-Anlagen ausgestaltet; diese durch die SDLWindV spezifizierten Regelungen wären dann aber mit dem EEG 2014 nicht mehr vorhanden.

Zu beachten ist außerdem die Tatsache, dass sich einige Richtlinien derzeit in Erarbeitung befinden (z.B. Überführung der Mittelspannungsrichtlinie in VDE-Anwendungsregel, wo der Prozess im FNN noch andauert). Zudem befinden sich zahlreiche Projekte (Neuanlagen) in einem laufenden Zertifizierungsvorgang, der nicht unbedingt am 01.08.2014 abgeschlossen sein wird. Auch hier ergeben sich je nach konkretem Arbeitsstand Übergangsfristen. Grundsätzlich können solche Unwägbarkeiten und potentielle Regelungslücken aufgrund der Komplexität des zeitlichen Zusammenspiels zu großer Verunsicherung bei Anlagenherstellern und-betreibern als auch Banken führen.

Weitere rechtliche Unsicherheiten impliziert die Geltung: § 49 EnWG verweist auf allgemein anerkannte Regeln der Technik und enthält in Abs. 2 eine Vermutungswirkung für VDE-Regelwerke. Nach der Definition der DIN EN 45020 ist eine anerkannte Regel der Technik eine technische Festlegung, die von einer Mehrheit repräsentativer Fachleute als Wiedergabe des Standes der Technik angesehen wird. Diese Definition wird mit der Anmerkung ergänzt, dass ein normatives Dokument zu einem technischen Gegenstand zum Zeitpunkt seiner Annahme als der Ausdruck einer anerkannten Regel der Technik anzusehen ist, wenn es in Zusammenarbeit der betroffenen Interessen durch Umfrage- und Konsensverfahren erzielt wurde. Genau an diesem Umfrage- und Konsensverfahren, wie es bei der Entstehung von VDE-Regelwerken Voraussetzung ist, fehlte es nach unterschiedlichen rechtlichen Ansichten bei der Entstehung der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie aus dem Jahre 2008. Diese fände nach diesen Ansichten lediglich Anwendung im Einzelfall gemäß § 7 Abs. 2 EEG. Aus diesem Grunde ist die rechtliche Verbindlichkeit gemäß § 7 Abs. 2 EEG i.V.m. § 49 EnWG der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie nicht klar gegeben.

Vorschlag zur Umsetzung / Übergangsfristen:

Da die SDLWindV für Neuanlagen ab 01.08.2014 nicht mehr gelten soll, wäre es wichtig, angemessene Übergangsfristen bis zur Fertigstellung der technischen Anschlussregeln TAB-Hochspannung (aktuell gültig: TC 2007) und der neuen VDE/FNN- Anwendungsregel (aktuell: BDEW-Mittelspannungsrichtlinie) zu schaffen, um Unsicherheiten für Neuanlagen, die in potenzielle Regelungslücken fallen, zu vermeiden und um allen Beteiligten gerecht werden.

6. Zu § 11 Einspeisemanagement und § 12 Härtefallregelung

Dem Eckpunktepapier der Bundesregierung³ (Meseberger Beschlüsse) folgend sind hier keine inhaltlichen Änderungen vorgenommen worden, da dies im EnWG geregelt werden soll. Der BWE begrüßt, dass solch eine einheitliche Regelung vorgenommen wird. Jedoch macht der BWE ausdrücklich darauf aufmerksam, dass die EEG-Reform nicht isoliert von den im Koalitionsvertrag vereinbarten Maßnahmen zum Einspeisemanagement betrachtet werden kann, da letztere direkten Einfluss auf die Vergütung haben. Dies muss bei der Vergütungsdiskussion entsprechend berücksichtigt werden. Hierzu möchte der BWE bereits im Vorfeld zur EnWG-Novelle auf folgende Aspekte hinweisen:

- a. Unentgeltliche Abregelung von Einspeisespitzen bei Neuanlagen (weniger als 5 Prozent der Jahresarbeit)

Es besteht die gesetzliche Verpflichtung der Netzbetreiber, dass Energieversorgungsnetz bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist (vgl. § 11 (1) EnWG). Werden neue Erneuerbare Energien-Anlagen unentgeltlich abgeregelt, führt dies zu einer Kostenverlagerung von dem Netzsegment zu den EE-Erzeugern. Die unentgeltliche Abregelung von Neuanlagen wird unweigerlich zu Diskriminierungen führen. Die Kausalität für eine Abregelung (Netzengpass) kann nicht immer konkret auf eine neu installierte Erzeugungsanlage

³ <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eckpunkte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

zurückgeführt werden (kein diskriminierungsfreies „Gerechtigkeitsprinzip“). Die Anwendung des 5 Prozent-Ansatzes mit unentgeltlicher Abregelung birgt die Gefahr, dass der Handlungsdruck zum Netzausbau nachhaltig zu verringert wird. Hierbei ist zu beachten, dass nicht nur der Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen sondern ebenso der europäische Stromhandel und die Standortverlagerung konventioneller Kraftwerke Treiber für den Netzausbau sind. Wenn Neuanlagen unentgeltlich abgeregelt werden können, vermindert dies stark den Anreiz für eine proaktive, vorausschauende Netzplanung. Die dynamische Abregelung ist zudem lediglich eine temporäre Lösung zur Vermeidung bzw. Verzögerung des Netzausbaus. Daher spricht sich der BWE nachdrücklich dafür aus, dass Windenergieanlagen nur bei vollständiger Entschädigung geregelt werden können, wenn Abregelung als Flexibilitätsoption kosteneffizienter ist als der Netzausbau.

b. Auswirkung auf die Gesamtvergütung

Für Windenergieanlagenbetreiber würde eine unentgeltliche Abregelung zu einem Risikoaufschlag bei der Projektfinanzierung führen. Da der Windprojektierer nicht angeben kann, ob die vollen 5 Prozent der Jahresenergie abgeregelt werden, ist davon auszugehen, dass bei der Finanzierung von den Kreditinstituten von vornherein nur 95 Prozent des Jahresenergieertrags zugrunde gelegt werden. Dies führt zu einem Anstieg der Kosten bei der Projektfinanzierung und zu Planungs- und Investitionsunsicherheit.

7. Zu § 20 Verringerung der Förderung

§ 20 Abs. 1 sieht eine Verringerung der finanziellen Förderung „auf Null“ und § 20 Abs. 2 „auf den Monatsmarktwert“ vor. Beide Rechtsfolgen sind wenig sinnvoll zur Erreichung des Gesetzeszweckes. Auch erscheint die Regelung nicht angemessen. Hier könnte durch Formfehler die komplette Vergütung verloren gehen. Die Meldung zum Anlagenregister und die Einhaltung der in § 20 Abs. 2 genannten Pflichten kann besser erreicht werden, wenn der Gesetzgeber ein Zurückbehaltungsrecht anordnet. Denn durch das Zurückbehaltungsrecht wird der Anlagenbetreiber zur Einhaltung der Pflichten angehalten. Ferner sollte noch einmal geprüft werden, welche Pflichten der Verordnung nach § 64 e essentiell sind, so dass sie ein Zurückbehaltungsrecht rechtfertigen, und welche Daten problemlos ergänzt werden können

Vorschlag:

Der Netzbetreiber hat ein Zurückbehaltungsrecht, bis die Pflichtverletzung beseitigt ist.

Zu Abs. 2:

§ 20 Abs. 2 Nr. 3 widerspricht § 21 Abs. 4 Bei einer Vermarktung bei einer gemeinsamen Messeinrichtung kann die Zuordnung nach Referenzerträgen erfolgen. Es gibt weder einen sachlichen Grund noch ist es sinnvoll, dass Anlagenbetreiber gezwungen werden, gemeinsam direkt zu vermarkten.

Vorschlag: § 20 Abs. 2 Nr. 3 streichen.

8. Zu § 20a Allgemeine Bestimmungen zur Absenkung der Förderung

Redaktionell: Die Regelungstechnik in § 20a) Abs. 1 S. 1 und S. 2 beruht auf den vormaligen Fassungen der EEG 2009 und 2012. Mittlerweile ist sie aber völlig unverständlich und zudem auch umständlich. Die beiden Sätze sollten zusammengefasst werden und wie folgt lauten: „Die anzulegenden Werte nach den §§ 23 bis 32 gelten unbeschadet des § 66 für Strom aus Anlagen, die ab dem 01.09.2014 in Betrieb gehen, nach Maßgabe der §§ 20b bis 20e.“

9. Zu § 22 Marktprämie, § 22e Gemeinsame Bestimmung für die Einspeisevergütung

Das Wort „tatsächliche“ muss durch „physikalisch-bilanziell“ jeweils ersetzt werden.

10. Zu den Verordnungsermächtigungen, §§ 64 ff, insbes. § 64 Abs. 1 Nr. 2 lit a)

Bei den Verordnungsermächtigungen sollte generell darauf geachtet werden, dass etwaigen Verordnungen der Bundesrat zustimmen muss.

11. Zu § 64 Verordnungsermächtigung zur Ausschreibung der Förderung von Freiflächen

Die Regelung in § 64 Abs. 1 Nr. 2 lit a) ist problematisch, weil der Gesetzgeber die Anforderungen an die Flächen, auf denen Freiflächenanlagen gefördert werden, bereits in § 33 Abs. 1 Nr. 2 und 3 definiert hat. Die Bundesregierung sollte keine Verordnungsermächtigung dafür haben, weitere qualitative Aufforderungen aufzustellen. Das könnte die Förderung von Strom aus solarer Strahlungsenergie erheblich einschränken. Der Vorbehalt des Gesetzes fordert deshalb für diese Frage, dass sie vom Bundestag selbst entschieden wird und nicht dem Ordnungsgeber überlassen wird.

12. Zu § 64 e Verordnungsermächtigung zum Anlagenregister

Die Einführung eines Anlagenregisters ist aus energiewirtschaftlichen als auch technischen Gründen sinnvoll. Allerdings ist es hierbei essenziell, dass die Ausgestaltung der Informationspflichten verhältnismäßig zur Zielerreichung erfolgt und nicht zu unnötigem Aufwand für Anlagenbetreiber erfolgt (insbesondere in Anbetracht der Rechtsfolgen nach § 19).

Es ist aus Sicht des BWE außerdem ebenso wichtig, die Stilllegung und Standortverlagerung von konventionellen Erzeugungsanlagen in einem konsolidierten Register mit den EE-Anlagen transparent zu machen. Derzeitig besteht für Netzbetreiber und für Kraftwerke, die nach den Vorgaben der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) angeschlossen sind, die Verpflichtung nach § 9 KraftNAV, diese in einem gemeinsamen Register zu führen. Diese Daten sind aus Sicht des BWE in einem vollständigen Anlagenregister für alle Anlagen schnellstmöglich einzugliedern. Der BWE ist sich bewusst, dass dies über den Rahmen des § 64e EEG hinausgeht und hierfür im Rahmen der anstehenden EnWG-Novellierung eine entsprechende Grundlage geschaffen werden müsste.

Zu der generellen Umsetzung eines Anlagenregisters sind aus der Sicht des BWE folgende Schritte nacheinander umzusetzen:

- 1. Schritt: Einrichtung eines Anlagenregisters fußend auf §64e EEG zur Erfassung der *Stammdaten* von Neuanlagen und *laufendes Einpflegen der Daten zu Bestandsanlagen* durch die Bundesnetzagentur.
- 2. Schritt: Schnellstmögliche Schaffung eines umfassend *konsolidierten Anlagenregisters* durch Eingliederung der Daten *konventioneller Kraftwerke* (Anschluss nach KraftNAV).
- 3. Schritt: Erfassung der *Ist-Einspeisung* und Einrichtung von *Einspeisemanagementregister* (Registrierung von Anzahl an Abschaltvorgängen als auch Stundenumfang).
- 4. Schritt: Evaluierung bezüglich weiterer Erweiterungen (Abwicklung Ausgleichsmechanismus etc.).

Im Detail nimmt der BWE zu der Ausgestaltung des Anlagenregisters im Rahmen der Konsultation des AnlRegV Stellung.

13. Zu § 66 Allgemeine Übergangsbestimmungen

Abs. 1, 1. HS i.V.m. Abs.1 Nr. 4.-7. Direktvermarktung Bestandsanlagen:

In § 66 Abs. 1 1. Halbsatz wird angeordnet, dass das EEG 2014 auch für „Bestandsanlagen“ gilt, allerdings mit Maßgabe des § 66 Abs. 1 Nr. 4 bis 7. Keine Übergangsregelung findet sich allerdings für die Voraussetzung der Fernsteuerbarkeit. Die „Fernsteuerbarkeit“ ist für Bestandsanlagen bisher lediglich optional vorgesehen. Nach den Übergangsbestimmungen müssen daher auch alle Bestandsanlagen, soweit sie in der Direktvermarktung bleiben wollen, die „Fernsteuerbarkeit“ ihrer Anlagen herbeiführen. Insofern sollte für Bestandsanlagen eine Übergangsregelung zur Nachrüstung der Fernsteuerbarkeit von 6 Monaten vorgesehen werden. Andernfalls werden alle Anlagen, die bisher nicht fernsteuerbar sind, zum 1.8. aus der Direktvermarktung herausgehen müssen. Dieses Ergebnis kann nicht gewollt sein.

Allgemeiner ergänzender Kommentar zur Fernsteuerbarkeit:

Grundsätzlich betont der BWE an dieser Stelle die Wichtigkeit der Bezugnahme zu den einschlägigen DIN Normen und deren Einhaltung in Bezug auf Fernsteuerbarkeit von Erneuerbaren-Energien-Anlagen, damit die Anlagen- und Personensicherheit nicht gefährdet wird.

Vorschlag: 41. Zu Anlage 3 Nr.8 (Referenzertrag)

Zusätzlich zur Streichung des Wortes „nicht“ in Satz 2 ist auch das Wort „insbesondere“ zu streichen oder einzufügen.

Begründung:

Das Risiko besteht, dass auch Abregelungen aus anderen Gründen in die Korrektur einbezogen werden.

Vorschlag ... „Temporäre Leistungsreduzierungen ~~insbesondere~~ auf Grund einer Regelung der Anlage nach § 11....“ sind zu berücksichtigen, soweit dafür eine Entschädigung gemäß § 12 gezahlt wird“.

Zur Streichung des § 66 Abs. 1 Nr. 8 (alt):

Im aktuellen Entwurf soll § 66 Abs. 1 Nr. 8, in der die Vergütung für Strom aus Windenergieanlagen, die nach dem 31. Dezember 2001 und vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind, sich für die Dauer von fünf Jahren um 0,7 Cent pro Kilowattstunde erhöht, sobald sie infolge einer Nachrüstung nach dem 1. Januar 2012 und vor dem 1. Januar 2016 die Anforderungen der Systemdienstleistungsverordnung erstmals einhalten, gestrichen werden.

Der BWE weist daraufhin, dass durch den Anreiz einer zusätzlichen Vergütung mit der vorhergehenden Gesetzesnovelle die Möglichkeit geschaffen wurde, Bestandsanlagen technisch so umzurüsten, dass die geforderten elektrischen Eigenschaften der Anlage bei Netzeinspeisung eingehalten werden können. Hierdurch haben auch alte Windenergieanlagen durch Nachrüstung einen Beitrag zur Systemsicherheit geleistet. Dies betrifft die Frequenz- und Spannungshaltung, das Anlagenverhalten im Fehlerfall sowie die Blindleistungseinspeisung. Die Vermessung und Zertifizierung der elektrischen Eigenschaften der Anlage erfordert einen längeren Zeitraum, bei dessen Prozess mehrere Akteure eingebunden sind. So sind aktuell noch Hersteller von Windenergieanlagen im laufenden Zertifizierungsvorgang und lassen im Vertrauen auf die alte Regelung Anlagen vermessen und zertifizieren. Sollte die aktuell gültige Regelung des SDL-Bonus für Bestandsanlagen wegfallen, gäbe es keinen Anreiz mehr für Betreiber die Anlagen nachrüsten zu lassen und entsprechende Angebote der Hersteller wahrzunehmen. Die Nachrüstung wäre allerdings systemtechnisch erwünscht, auch vor dem Hintergrund der aktuell geplanten Frequenzschutzzumrüstung bei Altanlagen.

Vorschlag: Beibehaltung der Regelung des § 66 Abs. 1 Nr. 8 EEG (alt).

Grundsätzlicher Vorschlag: neue § 66 I Nr. 10 Übergangsbestimmungen

Wie bereits in den Ausführungen zu § 6 Abs. 5 (alt) erläutert, bestehen zum Teil Regelungslücken durch den Wegfall der SDLWindV für neue Anlagen. Daher müssen Übergangsregelungen geschaffen werden bis zur Anwendung der VDE/FNN-Regelwerke für Erzeugungsanlagen, die an das Mittel-, Hoch- oder Höchstspannungsnetz angeschlossen werden.

Vorschlag: § 6 Absatz 5 und § 17 Abs. 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie die SDLWindV in der am 31. Dezember 2013 geltenden Fassung sind bis zum 31.12. 2016 ergänzend zu den §§ 6, 17 anzuwenden.

II. Zu Art. 9 Änderung der Systemdienstleistungsverordnung

Grundsätzlich

Zu der grundsätzlichen Komplexität der Streichung der Geltung der SDLWindV wurde bereits im Rahmen der Streichung des § 6 Abs. 5 (alt) Stellung genommen.

Daher nachfolgend Anmerkungen zu einzelnen Regelungen:

1. Zu § 1 Anwendungsbereich

Redaktioneller Hinweis: In § 1 und § 5 müsste § 66 Abs. 1 Nr. 9 durch § 66 Abs. 1 Nr. 8 geändert werden.

2. Zu Aufhebung von Teil 2: Wegfall von § 4 Anschluss verschiedener Anlagen an einem Netzverknüpfungspunkt

Mit dem Wegfall des früheren § 4 entfällt die Regelung für Mischparks. Dies geht über eine rein redaktionelle Änderung der im Rahmen der Zertifizierung geforderten Netzanschlusseigenschaften bzw. Netzanschlussanforderungen hinaus. Der BWE macht darauf aufmerksam, dass durch „§ 4 Anschluss verschiedener Anlagen an einem Netzverknüpfungspunkt“ die Möglichkeit einer gesonderten Betrachtungsweise im Rahmen eines Anlagengutachtens geschaffen wurde. Sollte die Regelung wegfallen, könnten bestimmte geforderte Netzanschlusseigenschaften nicht länger direkt einer Erzeugungseinheit zugeordnet werden. Dadurch entsteht eine Regelungslücke bezüglich der Flexibilität, dass das eingeschränkte Leistungsvermögen einer alten Erzeugungseinheit bei der Bewertung der neuen Erzeugungseinheit angerechnet wird. §4 darf nur wegfallen, wenn sichergestellt ist, dass die darin enthaltenen Regelungen adäquat in den mit Inkrafttreten des neuen EEG geltenden Netzanschlussregeln enthalten sind. Die TAB HS sowie die BDEW-Mittelspannungsrichtlinie mit ihren Ergänzungen sind dahingehend zu prüfen.

Vorschlag: Beibehaltung des § 4.

3. Zu § 6 Zertifikate und Sachverständigengutachten

Die Oberschwingungsproblematik, von der in § 6 Abs. 2 SDLWindV eine Sonderregelung für das Mittelspannungsnetz gemacht wird, stellt sich auch im Hoch- oder Höchstspannungsnetz. In II.9 der Anlage 1 zur SDLWindV ist bisher geregelt, dass Überschreitungen bei den Oberschwingungen nicht zu berücksichtigen sind. Die Anlagen 1 und 2 werden allerdings in dem Entwurf aufgehoben.

Vorschlag:

§ 6 SDLWindV sollte deshalb um folgenden Satz 3 ergänzt werden:

„Grenzwertüberschreitungen bei Oberschwingungen und zwischenharmonischen Strömen bei Anschluss an das Hochspannungsnetz sind in der Begutachtung nicht zu berücksichtigen.“

4. Zu § 6 Prototypenregelung

Durch die Streichung von § 6 Abs. 5 EEG und die neue Fassung des § 6 entfällt Absatz 3, der die Prototypenregelung beinhaltet. Dies hinterlässt eine gesetzliche Lücke für Erzeugungsanlagen, die an das Mittelspannungsnetz angeschlossen sind. Während für die Hochspannungsebene die VDE-Anwendungsregel E VDE-AR-N 4120 bereits erstellt wurde, in der auch Prototypen geregelt werden, befindet sich die VDE-Anwendungsregel für die Mittelspannung in der FNN-Projektgruppe "Erzeugungsanlagen an der Mittelspannung" derzeit noch in Bearbeitung. Das bedeutet, dass hier zwischenzeitlich keine Regelung für diese betroffenen Anlagen existiert. Weiterhin ist in Bezug auf die Hochspannung zu beachten, dass der Zeitpunkt der Gültigkeit der E VDE-AR-N 4120 noch ungewiss und mit einer Verzögerung des Inkrafttretens der Anwendungsregel zu rechnen ist, so dass solch eine gesetzliche Regelungslücke auch für die Hochspannung vorübergehend auftreten kann. Die BDEW-Mittelspannungsrichtlinie (2008) enthält in Kapitel 6.1 Nachweis elektrischer Eigenschaften /Allgemeines zwar eine Anmerkung bezüglich Prototypen („Anmerkung: Prototypen, die zum Zwecke der Vermessung an ein Mittelspannungsnetz angeschlossen werden müssen, sind in Absprache mit dem Netzbetreiber auch ohne Zertifikate vorläufig anschließbar.“, Seite 58). Einer konkreten, anwendbaren Definition bezüglich Prototypen für die Mittelspannungsebene entspricht dies jedoch nicht, wodurch für diese Spannungsebene unweigerlich eine Regelungslücke entsteht. Die oben aufgeführte Anmerkung aus der Mittelspannungsrichtlinie bezieht sich darüber hinaus nur auf Anlagen, die vermessen werden. Die für die Praxis notwendige Regelung aus der SDLWindV, in der der Anschluss von Windenergieanlagen ohne Einheitenzertifikat geregelt wird, wird mit dem Wegfall der SDLWindV nicht ersetzt.

Vorschlag: Beibehaltung der Regelung zu den Prototypen.

Ansprechpartner:

Georg Schroth
Leiter Politik / Policy Director

Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) / German Wind Energy Association
Neustädtische Kirchstraße 6
10117 Berlin
T +49 (0)30 / 212341-242
F +49 (0)30 / 212341-410

g.schroth@wind-energie.de