

Berlin, 26. Mai 2014

# **Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts (BT Drs. 18/1304)**

## *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 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 Bestimmungen 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 so gut wie nicht vorhanden. Wer den Ausbau der kostengünstigen Windenergie beschränkt, durch massive Einschnitte in die Vergütung wirtschaftlich gefährdet oder über 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 CO<sub>2</sub> 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 teilweise über 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**

Ausschreibungen .....	4
Stichtagsregelung .....	7
Ausbaudeckel .....	8
Vergütung .....	9
Verpflichtende Direktvermarktung .....	18
Zu weiteren einzelnen Paragraphen .....	23
Zu Art. 2 Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes .....	31
Zu Art. 14 Änderung der Systemdienstleistungsverordnung .....	31

## I. Wichtigste Punkte

---

### Ausschreibungen

#### 1. Zu § 2 Grundsätze des Gesetzes

Gemäß §2 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. Dies bestätigte der Bundesrat in seiner 922. Sitzung am 23. Mai 2014 noch einmal sehr deutlich mit großer Mehrheit. Die in § 2 Abs. 5 des Gesetzentwurfs 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 § 5 Nr. 3 des Gesetzentwurfs 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 Ausbaurückbaus 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 Pönalitäten 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 Großprojektierern 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.

Die Europäische Kommission hat mit dem Entwurf der Beihilfe Leitlinien den Spielraum für die EU Mitgliedsstaaten in Bezug auf Ausschreibungen deutlich ausgeweitet. Es ist danach nicht zwingend notwendig Ausschreibungen in allen Segmenten (hier bspw. Windpark mit weniger als sechs Windenergieanlagen) und generell einzuführen. Darüber hinaus gibt es Kriterien bei deren Nichterfüllung Ausschreibungen nicht zwingend eingeführt werden müssen. (Erhalt der Akteursstruktur, Kostensenkung etc.)

Deshalb schlägt der BWE entsprechend der Mehrheit Länder im Bundesrat folgende Formulierung vor:

**Formulierungsvorschlag § 2 Absatz 5:**

(5) Die finanzielle Förderung und ihre Höhe sollen für Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas bis spätestens 2017 durch Ausschreibungen ermittelt werden. Es soll vor dem Jahr 2018 entschieden werden, inwieweit eine zukünftige Ermittlung der Höhe der finanziellen Förderung für Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas durch Ausschreibungen nach Maßgabe von Satz 2 und 3 sachgerecht ist. Zu diesem Zweck werden sollen zunächst für Strom aus Freiflächenanlagen Erfahrungen mit einer wettbewerblichen Ermittlung der Höhe der finanziellen Förderung gesammelt werden. Bei überwiegend positiven Erfahrungen ist angestrebt, ab dem Jahr 2018 die Höhe der

finanziellen Förderung für Strom aus anderen erneuerbaren Energien und Grubengas unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Pilotausschreibungen im Bereich von Freiflächenanlagen auf der Grundlage einer gesetzlichen Regelung durch Ausschreibung zu ermitteln. Bei der Umstellung auf Ausschreibungen soll die Akteursvielfalt bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhalten bleiben.

## **2. Zu § 95 Ausschreibungsbericht**

Die Formulierung des nach § 95 vorgesehenen Ausschreibungsberichtes lässt i.V.m. § 2 Abs. 5 darauf schließen, dass Ausschreibungen bis spätestens 2017 für die Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien bereits feststehen. Gemäß § 95 Nr. 1 und Nr. 2 enthält der Ausschreibungsbericht auch Handlungsempfehlungen zur Ermittlung der Höhe der finanziellen Förderung im Hinblick auf § 2 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 § 95. 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 § 53 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.

### **Vorschlag:**

Rückkehr zu den Formulierungen des Koalitionsvertrages.

## Stichtagsregelung

### 1. Zu § 96 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 allein der Zeitpunkt des Netzanschluss, der 31. 12. 2014 sein. Darin stimmt der BWE mit den Entscheidungen des Bundesrates überein, der in seiner 922. Sitzung am 23. Mai 2014 mehrheitlich für die Aufhebung der Stichtagsregelung gestimmt hat.

#### **Formulierungsvorschlag § 95 Absatz 3 :**

„(3) Für Strom aus Anlagen, die nach dem 31. Juli 2014 und vor dem 1. Januar 2015 in Betrieb genommen werden, ist Absatz 1 anzuwenden, wenn die Anlagen nach dem Bundesimmissionschutzgesetz genehmigungsbedürftig sind oder für ihren Betrieb einer Zulassung nach einer anderen Bestimmung des Bundesrechts bedürfen und vor dem 23. Januar 2014 genehmigt und zugelassen worden sind.“

## Ausbaudeckel

### 1. Zu § 3 Ausbaupfad

Ausbaupfade sind ungeeignet, um einen **nachhaltigen und kostengünstigen Ausbau** der Windenergie an Land zu gewährleisten. Der BWE lehnt daher solche Vorschläge 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.

Der BWE begrüßt, dass die Bundesregierung der Forderung nach einem netto-Ausbau inzwischen nachgekommen ist. Aber es ist weiterhin nicht nachvollziehbar, weshalb ausgerechnet die kostengünstigste Erneuerbare Energiequelle in ihrem Zubau begrenzt werden soll.

### 2. Zu § 28 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 dienen kann. 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 den Meseberger Beschlüssen wurden die Investoren für Windenergieanlagen massiv verunsichert und überdenken ihre Zukunftsplanungen. Gleichzeitig versuchen alle Investoren angesichts der drohenden Verschlechterungen noch in 2014 möglichst viele Projekte umzusetzen. Bei der Einführung eines atmenden Deckels sollte entsprechend das Jahr 2014 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.

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.

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 § 28 Abs. 6:**

**(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 § 47 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 aktualisierten Gesetzentwurf erreicht. Diese Einsparungen stellen für eine Industrie in dieser kurzen Zeit extreme Herausforderungen dar. Die Windindustrie hat in den letzten Jahren ihre Einsparpotentiale gezeigt, soweit dies die politischen Rahmenbedingungen zuließen. (Zum Beispiel Einsatz höherer effizienterer Anlagen ohne administrative Höhenbegrenzungen)

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 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 Ergebnisse der Kostenstudie<sup>1</sup> bestätigen bei gleichen Annahmen Gutachter des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.<sup>2</sup> 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

---

<sup>1</sup> [http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/kostensituation-der-windenergie-land-deutschland/20131112\\_kostensituation\\_windenergie\\_land.pdf](http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/kostensituation-der-windenergie-land-deutschland/20131112_kostensituation_windenergie_land.pdf)

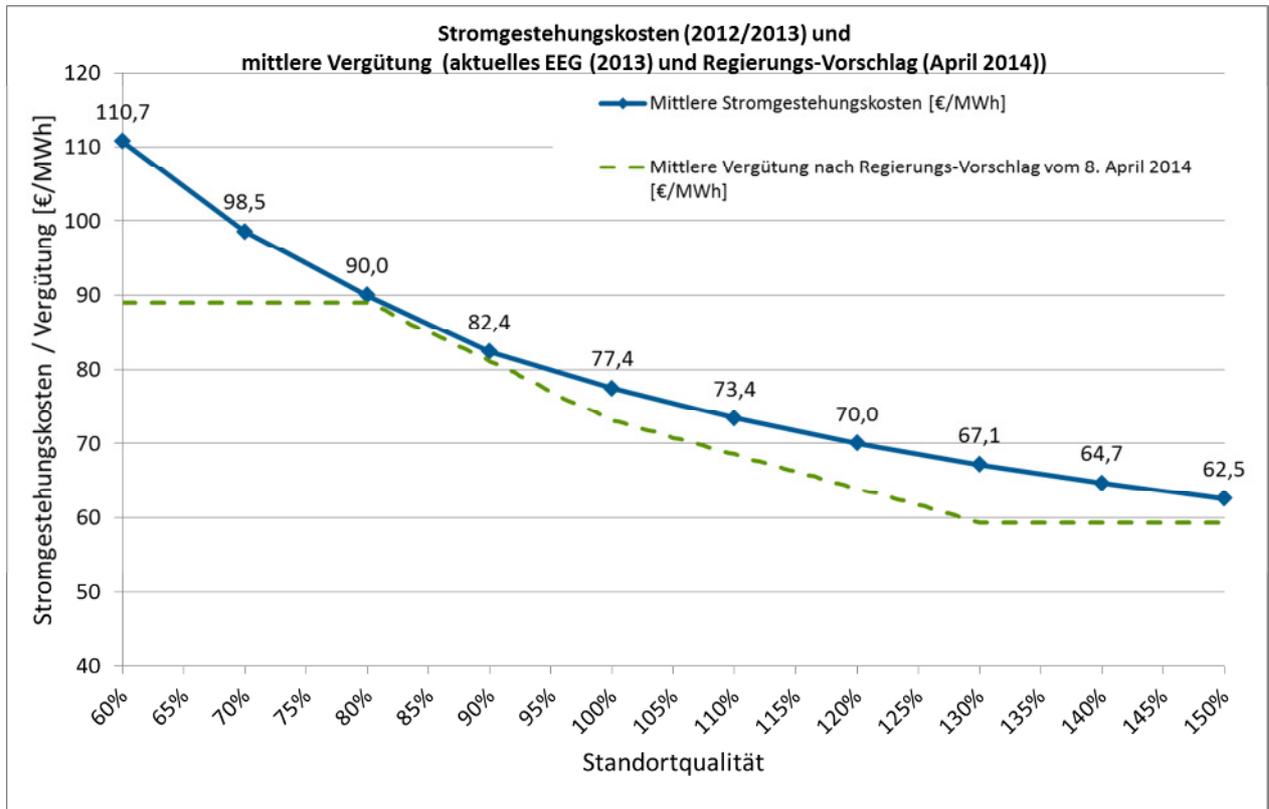
<sup>2</sup> Vgl. die Berechnungen des Leipziger Institut für Energie für das BMU: <http://bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2e,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

wissenschaftlichen Grundlage. Die ermittelte mittlere Kostenkurve ist in der folgenden Grafik dargestellt.



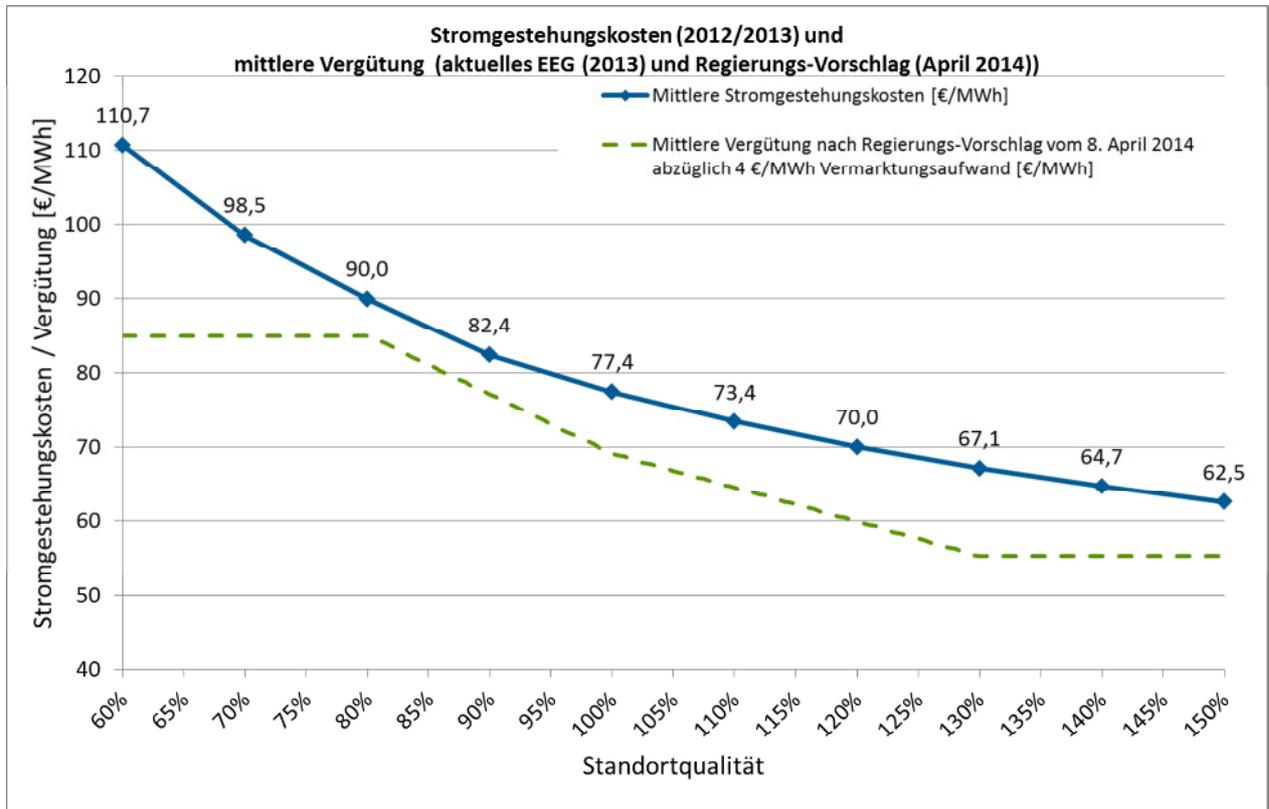
Grafik: Deutsche WindGuard GmbH 2013

Der vorliegende Gesetzentwurf beschreibt eine andere Kurve. Mit einer unteren Grenze von 80 Prozent (guter Binnenlandstandort) und einer oberen Grenze von 130 Prozent (sehr guter Standort) sowie einem „Knick“ der Kurve bei 100 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

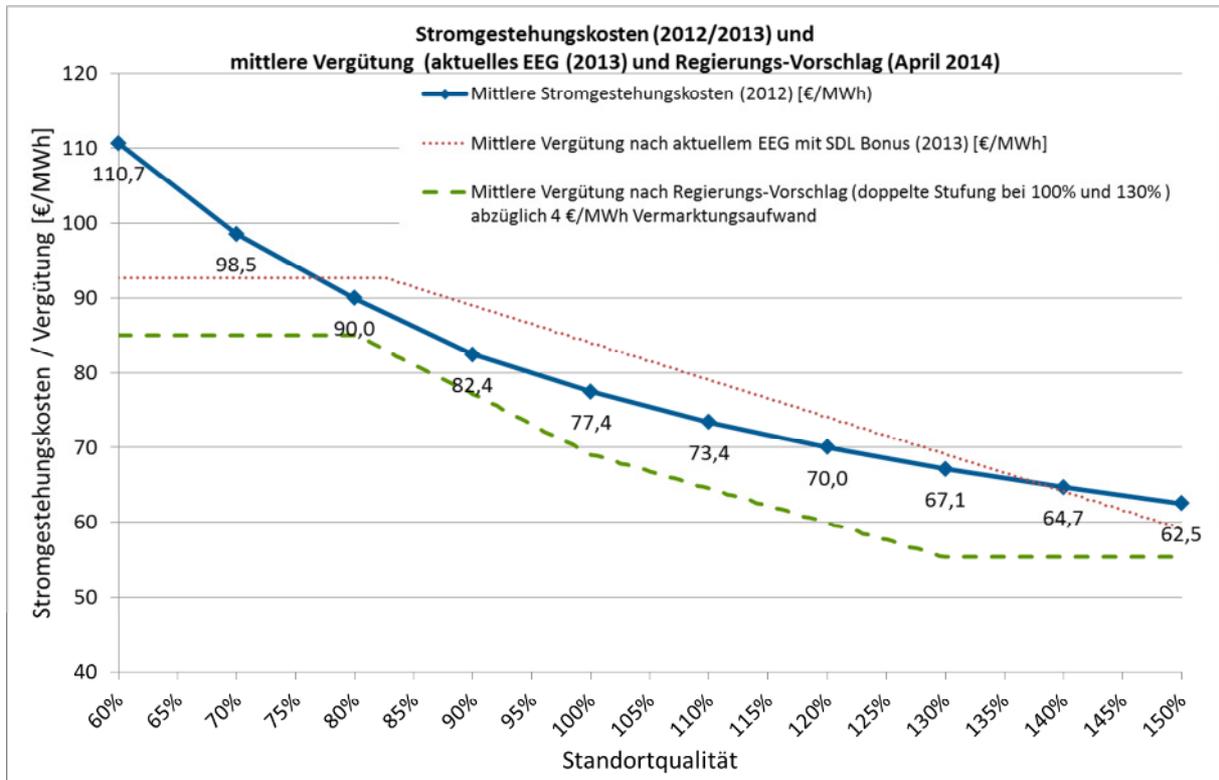
Aus der Begründung des Gesetzentwurfes ergibt sich, dass in diesem Vergütungsvorschlag auch die Kosten der verpflichtenden Direktvermarktung von ca. 0,4 ct/kWh beinhaltet sind. Da die Kostenkurve die Kosten ohne Vermarktungskosten beschreibt, müssen von der Anfangs und Grundvergütung noch jeweils diese Kosten abgezogen werden. Dargestellt in der roten Kurve. Auch hier ist noch einmal darauf ausdrücklich hinzuweisen, dass die 5 Prozent-Regelung des Einspeisemanagements noch nicht berücksichtigt sind.



Grafik: Deutsche Windguard GmbH 2014

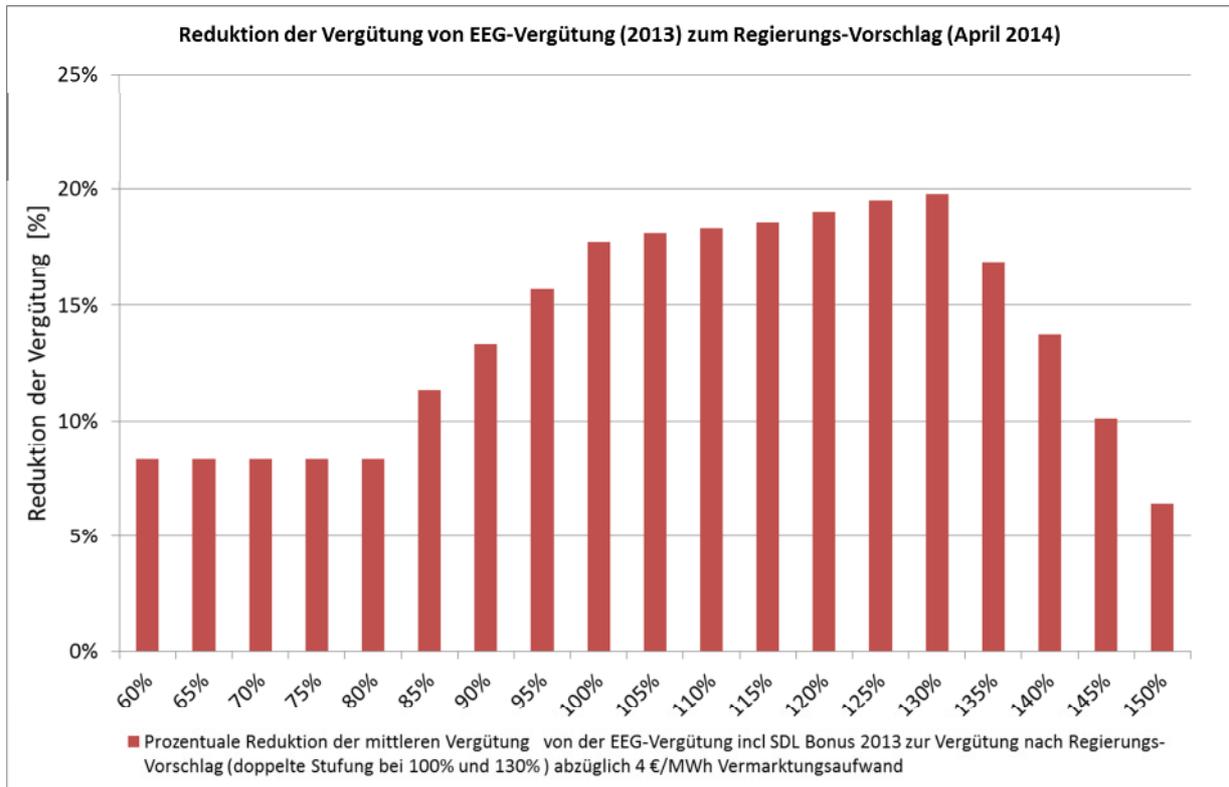
Setzt man die vom Gesetzentwurf aufgezeigten Vergütungen in das Verhältnis zu den Vergütungssätzen des Jahres 2013, wie es im Eckpunkte der Bundesregierung<sup>3</sup> vom 21. Januar 2014 beschrieben wurde, ergibt sich daraus folgende Darstellung:

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



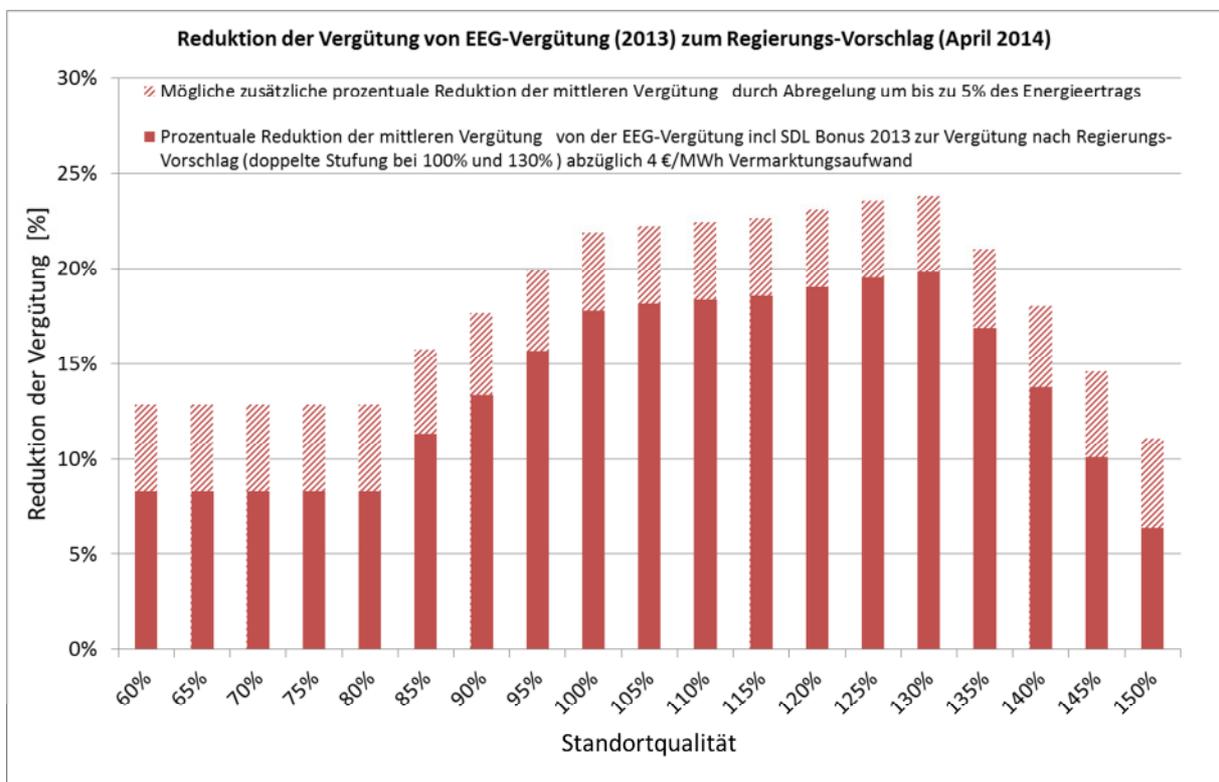
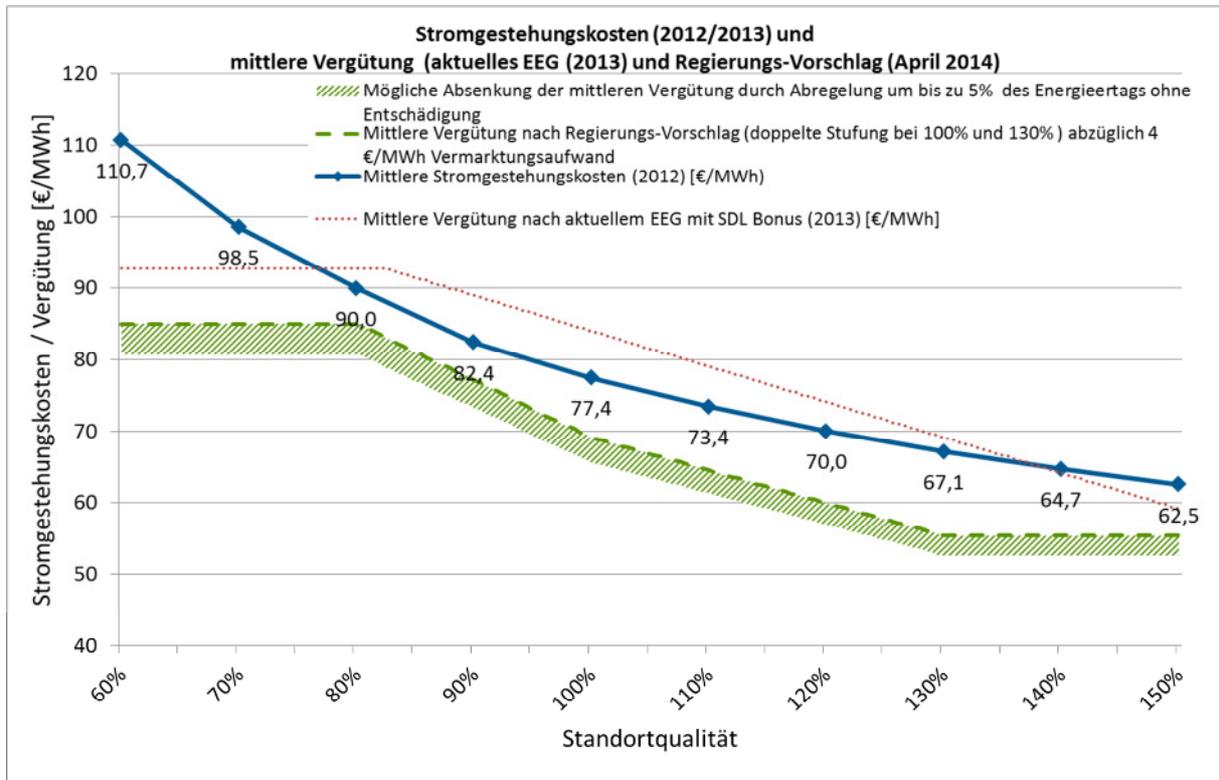
Grafik: Deutsche Windguard GmbH 2014

Damit ergeben sich reine Vergütungsabsenkungen – ohne Berücksichtigung der weiteren Kürzungen und Anpassungen, siehe oben –, die sich im Bereich von 20 Prozent bewegen. Die folgende Grafik verdeutlicht dies.



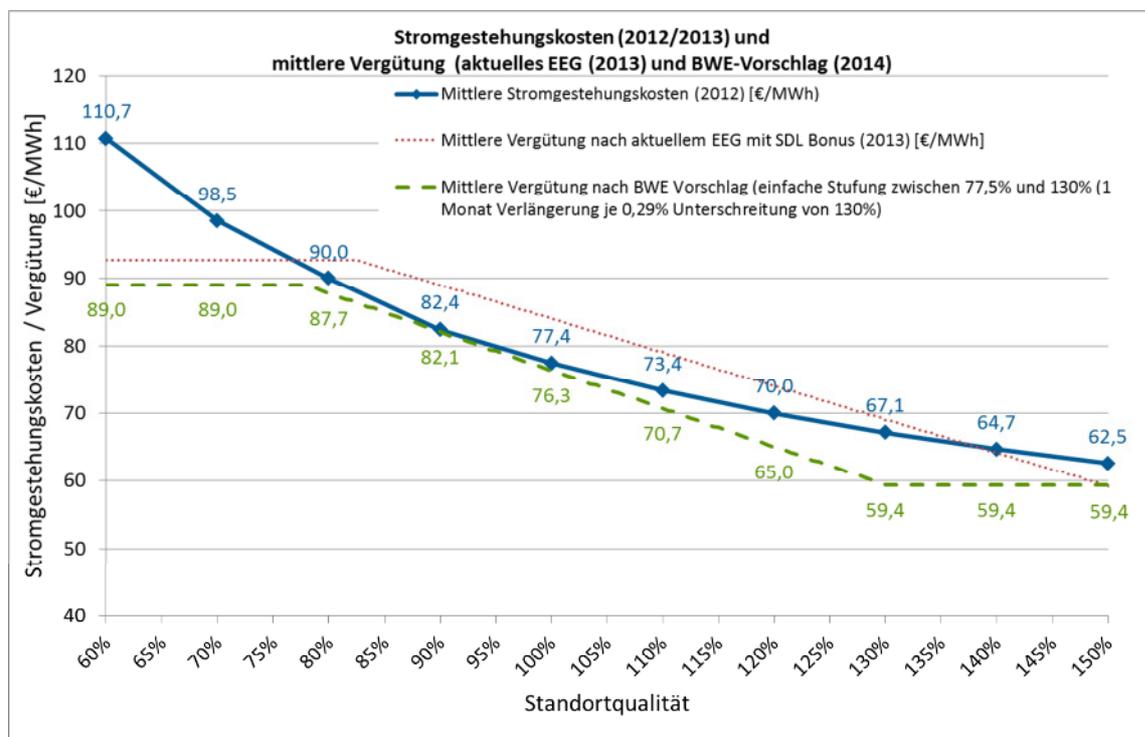
Grafik: Deutsche Windguard GmbH 2014

Zusätzlich ist in der Diskussion beim Einspeisemanagement 5% der Jahresarbeit ohne Entschädigung abzuregeln. Dies bedeutet eine weitere Absenkung von 5 Prozentpunkten bei den einzelnen Vergütungsstufen. Und wird zu einer weiteren Absenkung von bis zu 35% der Vergütungshöhe führen.



Anhand der Darstellungen wird deutlich, dass die angedachten Kürzungen unter den oben genannten Prämissen einen wirtschaftlichen Betrieb von Windenergie im Binnenland deutlich schwerer machen werden. Auch an den besseren Standorten wird es schwieriger sein, Windenergie weiter auszubauen.

Insbesondere bei potentiellen Repoweringstandorten und –projekten kann die Vergütungsabsenkung durch den wegfallenden Repoweringbonus deutlich höher ausfallen und bis zu 30 Prozent betragen. Damit werden diese Projekte nicht mehr realisiert, sondern die Altanlagen sehr viel länger am Netz behalten. Zusätzlich ergibt sich eine höhere Manipulationsanfälligkeit des Systems bei 100% Standorten. Der BWE plädiert deshalb weiterhin für eine lineare Vergütung:



Grafik: Deutsche Windguard GmbH 2014

### Formulierungsvorschlag §47 Windenergie an Land:

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

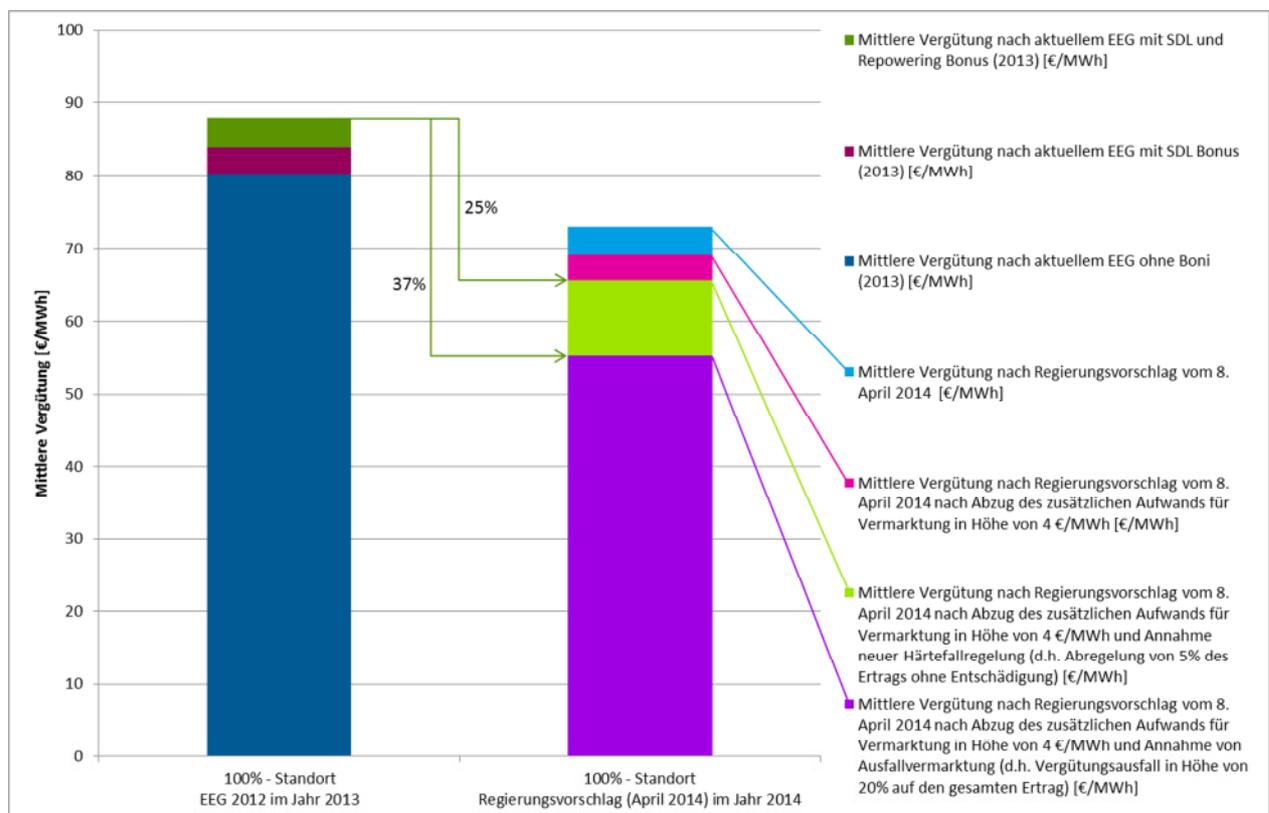
(2) Abweichend von Absatz 1 beträgt der anzulegende Wert in den ersten fünf Jahren ab der Inbetriebnahme der Anlage 8,9 Cent pro Kilowattstunde (Anfangswert). Diese Frist verlängert sich um einen Monat je ~~0,36~~ 0,29 Prozent des Referenzertrags, um den der Ertrag der Anlage 130 Prozent des Referenzertrags unterschreitet. ~~Zusätzlich verlängert sich die Frist um einen Monat je 0,48 Prozent des Referenzertrags, um den der Ertrag der Anlage 100 Prozent des Referenzertrags unterschreitet.~~ Referenzertrag ist der errechnete Ertrag der Referenzanlage nach Maßgabe der Anlage 2 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 37 Prozent unterhalb der aktuellen Vergütung aufaddieren.



## **Verpflichtende Direktvermarktung**

### **1. Zu § 19 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. 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.

Strom aus erneuerbaren Energien mit der Bezeichnung „Grünstrom“ könnte andernfalls nur noch von ausländischen Anbietern geliefert werden, obwohl es im Marketing eine wichtige Funktion einnimmt und Nachfrage erzeugt.

Von verschiedenen Marktakteuren wurden Modelle entwickelt, die auf Basis des Marktprämienmodells die Vermarktung der Grünstromeigenschaft auch weiterhin ermöglichen. Aufbauend auf dem bereits bewährten Marktprämienmodell sollen sie 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.

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.

## **2. Zu § 20 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 § 20 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 existieren 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 voranzutreiben, 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 sind 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 § 20 Abs. 2.

### **3. Zu § 33/34 Fernsteuerbarkeit**

#### a) Nachrüstung für Bestandsanlagen

Nach § 33 Abs.2 muss die Anlage fernsteuerbar sein, um an der Direktvermarktung teilnehmen zu können. Für Bestandsanlagen gilt diese Anforderung gemäß § 96 Abs.1 Nr. 5 ab dem 1.1.2015.

Der technische Aufwand zur Aufrüstung ist gerade bei älteren Anlagen sehr groß, weil die verbaute Technik nur teilweise für die Umrüstung genutzt werden kann. Zum anderen ist die Umrüstung für kleine Anlagen bis 500 kW zusätzlich sehr aufwendig, da für diese die gleiche Technik eingebaut werden muss wie für einen neuen Windpark.

Es besteht die Gefahr, dass diese Anlagen ab 1.1.2015 dann aus der Direktvermarktung rausfallen und wieder die feste Einspeisevergütung in Anspruch nehmen müssen. Das ist sicherlich nicht Ziel des Gesetzgebers. Im Hinblick auf den Nutzen für die Netzstabilität, die diese geringen Einspeiseleistungen leisten können, hält der BWE eine Fernsteuerbarkeit für Anlagen bis 500 kW für nicht erforderlich

Der BWE schlägt daher vor

- Verzicht auf die Fernsteuerbarkeit von Anlagen bis 500kW
- Verlängerung der Frist zur Umrüstung bis zum 1.7.2015

b) Fernsteuerbarkeit über SmartMeter

Nach § 34 Abs. 2 soll die Fernsteuerbarkeit über Smart Meter erfolgen, sobald diese auf dem Markt erhältlich sind. Diese Regelung ist nach Auffassung des BWE weder notwendig noch sinnvoll.

Zum einen wurde und wird ein erheblicher Teil des Anlagenbestandes mit zum Teil hohen Kosten mit Fernwirktechnik ausgerüstet, die nach Einführung von Smart Metern komplett ausgetauscht werden müsste.

Darüber hinaus würde die Vorschrift, die Fernsteuerung über Smart Meter zu realisieren, bei Anlagen, die Regelleistung bereit stellen, zu einer zweifachen Ausstattung mit Fernwirktechnik führen, da eine Fernsteuerung über einen Smart Meter nicht den Anforderungen an die Fernsteuerung zur Erbringung von Regelleistung genügt.

**Vorschlag:**

Streichung des § 34 Abs. 2

**4. Zu § 36 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.*

## 5. Frist zur Anmeldung zur Direktvermarktung

Anlagen müssen mit dem neuen EEG ab der ersten kWh in die Direktvermarktung. Für die Anmeldung zur Direktvermarktung sind die Meldung bestimmter Daten ( Zählpunkt, Anlagenschlüssel, bestimmte technische Tests) erforderlich, die allerdings oft erst 2-6 Wochen nach Inbetriebnahme vorliegen bzw. vom Netzbetreiber gemeldet werden.

Folge ist, dass diese Anlagen dann ohne Verschulden in der ersten Zeit in die „Einspeisevergütung in Ausnahmefällen“ (§ 35 RegE-EEG 2014) fallen. Da nach § 24 alle Anlagen an einem Netzverknüpfungspunkt im gleichen Fördersystem sein müssen, was aber nicht gegeben ist, wenn die bestehenden Anlagen schon in der Direktvermarktung sind, während die neue Anlage übergangsweise eine "Einspeisevergütung in Ausnahmefällen" erhält, würden dann alle Anlagen hinter der Messeinrichtung nach § 24 auf den Marktwert zurückgestuft werden, was erhebliche finanziellen Folgen für den Betreiber mit sich bringt.

Es müssen daher angemessene Übergangsfristen eingeführt werden.

### *Vorschlag BWE*

- Übergangsfrist von einem Monat, in der die Anlagen die Einspeisevergütung in Ausnahmefällen ohne Abschlag erhalten
- Verpflichtung des Netzbetreibers, die relevanten Anmelde Daten (z.B. Anlagenschlüssel) innerhalb der vorgegebenen Fristen dem Anlagenbetreiber zur Verfügung zu stellen.
- Übergangsfrist von einem Monat, in der Neuanlagen mit einer Einspeisevergütung in Ausnahmefällen mit eigenem Fördersystem ohne Folgen für die anderen Anlagen betrieben werden dürfen oder Ermöglichung einer vorläufigen für Neuanlagen, damit Bestandsanlagen, die mit den Neuanlagen eine gemeinsame Infrastruktur/Netzverknüpfungspunkt teilen, die gleiche Vermarktungsform (Direktvermarktung) nutzen und nicht Gefahr laufen, gemäß § 24 auf den Marktwert zurückgestuft zu werden.
- Ergänzend sollten die Fristen zum Einstieg in das Marktprämienmodell bei Inbetriebnahme so verkürzt werden, dass ein erstmaliger Wechsel in das Marktprämienmodell, ähnlich wie bei einem Wechsel in oder aus der Einspeisevergütung in Ausnahmefällen nach § 21 Abs. 1 Satz 2, schneller möglich ist.

## I. II. Weitere Punkte

---

### Zu weiteren einzelnen Paragraphen

#### 1. Zu § 6 Anlagenregister

##### Zu Abs. 1:

Der BWE begrüßt ausdrücklich die Einführung eines Anlagenregisters, sowohl aus energiewirtschaftlichen als auch aus technischen Gründen im Rahmen der Energiewende. Dies wird in Abs. 1 Nr. 1 (neu) dadurch reflektiert, dass Angaben bereitzustellen sind, die erforderlich sind, um die Integration des Stroms aus Erneuerbaren Energien und Grubengas in das Elektrizitätsversorgungssystem zu fördern.

##### Zu Abs. 4:

Es ist aus Sicht des BWE essenziell, die Stilllegung und Standortverlagerung von konventionellen Erzeugungsanlagen in einem konsolidierten Register mit den Erneuerbaren-Energien-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. In seiner vorherigen Stellungnahme zum EEG-Referentenentwurf und zur AnlRegV hatte sich der BWE auch für die Schaffung eines Gesamtanlagenregisters ausgesprochen.

Daher ist es aus Sicht des BWE ein wichtiger Schritt, dass gemäß des neuen Referentenentwurfs in § 6 Abs. 4 auch vorgesehen werden kann, dass die Aufgaben des Anlagenregisters ganz oder teilweise durch das Gesamtanlagenregister der Bundesnetzagentur nach § 53 b des Energiewirtschaftsgesetzes zu erfüllen sind.

#### 2. Zu § 8 Anschluss

##### Zu Abs. 1:

##### a) Bestimmung des Netzverknüpfungspunktes

##### **Formulierungsvorschlag § 8 Abs. 1:**

„(1) Netzbetreiber müssen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig an der Stelle an ihr Netz anschließen, 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 technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist; bei der Prüfung des wirtschaftlich~~

~~günstigeren Verknüpfungspunkts sind die unmittelbar durch den Netzanschluss entstehenden Kosten zu berücksichtigen. 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, das 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 § 8 Abs. 3. Bei einer oder mehreren Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt höchstens 30 Kilowatt die sich auf einem Grundstück mit bereits bestehendem Netzanschluss gilt der Verknüpfungspunkt des Grundstücks mit dem Netz als günstiger Verknüpfungspunkt. “~~

*Begründung:*

Der Änderungsvorschlag des Gesetzentwurfes, 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 erhofft 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, so dass Fragen zum Netzanschluss häufig erst im Nachgang zu dessen Realisierung bei Gericht geklärt werden. Die Ermittlung des technisch und wirtschaftlich günstigeren 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 ist – 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 Gesetzentwurf 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 § 8 Abs. 1 EEG wird der Netzverknüpfungspunkt unabhängig von der Kostentragungspflicht bestimmt. Für den Fall, dass der Netzbetreiber oder der Anlagenbetreiber vom Verknüpfungspunkt nach § 8 Abs. 1 EEG abweichen möchte, stehen die § 8 Abs. 2 und 3 EEG zur Verfügung.

b) Jedenfalls: Ermittlung des wirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunktes

Die Ermittlung des wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunktes und die vorgesehene Beschränkung der Prüfung auf die unmittelbaren Kosten widersprechen der ständigen Rechtsprechung des BGH und sind für den BWE nicht nachvollziehbar. Es ist kein wirtschaftlich vernünftiger Grund erkennbar, warum es zukünftig abweichend von der Rechtsprechung die Ermittlung eines gesamtwirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunktes „light“ geben sollte.

Die im Vergleich zur Vorversion vorgenommene Änderung führt dazu, dass zukünftig im Rahmen der Anbindung von EEG-Anlagen nicht mehr die gesamtwirtschaftlich günstigste Variante ermittelt würde, sondern ein Verknüpfungspunkt, bei dem zentrale Kostenpositionen wie Zahlungen an Private oder Gemeinden für die Trassensicherung, Stromtransportverluste oder Wartungskosten vollständig ausgeblendet werden. Zudem stünde die Änderung auch in deutlichem Widerspruch zur ständigen Rechtsprechung des BGH, für den entscheidend ist, bei welchem der möglichen Anschlüsse die geringsten Gesamtkosten für die Herstellung des Anschlusses und für die Durchführung der Stromeinspeisung zu erwarten ist (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 und andere mittelbare Kosten bei der Ermittlung des gesamtwirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunktes zu berücksichtigen sind.

Im Gegensatz dazu sollen künftig entstehende Zahlungen nach § 15 EEG 2014 anfallenden Kosten berücksichtigt werden. Abgesehen davon, dass diese kaum „ex ante“ zu beurteilen sind, ist auch schwierig, aufgrund von Versäumnissen im Netzausbau der Vergangenheit die Mehrkosten bei der Wahl des Netzanschlusspunktes dem Anlagenbetreiber aufzuerlegen. Zudem wird damit faktisch die Netzausbaupflichtung entwertet. Über die prognostizierte Höhe von etwaigen zukünftigen Härtefall-Erschädigungszahlungen wird es zudem ersichtlich zu ständigen Rechtsstreitigkeiten bei der Auswahl von Netzanschlusspunkten kommen.

**Unter Berücksichtigung der BGH-Rechtsprechung schlägt der BWE daher folgende Formulierung des § 8 Abs 1 vor:**

(1) Netzbetreiber müssen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig an der Stelle an ihr Netz anschließen, 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 technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist; bei der Prüfung des wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunktes sind die unmittelbar und mittelbar durch den Netzanschluss entstehenden Kosten zu berücksichtigen. Bei einer oder mehreren Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt höchstens 30 Kilowatt die sich auf einem Grundstück mit bereits bestehendem Netzanschluss gilt der Verknüpfungspunkt des Grundstücks mit dem Netz als günstiger Verknüpfungspunkt.

Entsprechend müsste die Begründung zu § 8 Abs. 1 und 2 angepasst werden.

### **3. Zu § 9 EEG Technische Vorgaben**

#### Zu Abs.1:

Der BWE befürwortet ausdrücklich die Ergänzung des Abs. 1 durch den neuen Satz 2, dass die Pflicht nach Satz 1 auch als erfüllt gilt, wenn mehrere Anlagen, die gleichartige erneuerbare Energien einsetzen und über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, mit einer gemeinsamen technischen Einrichtung ausgestattet sind. Dies entspricht der energiewirtschaftlichen Praxis und beseitigt Unsicherheiten, die in der Vergangenheit entstanden sind. Die Ergänzung des Abs. 1 sorgt für Rechtssicherheit sowohl 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 § 9 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 § 9 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.

#### Zu Abs. 6: Erfüllung der Anforderung der SDLWindV

Der BWE begrüßt ausdrücklich, dass die SDLWindV mit Übergangsfrist bis zum 1. Januar 2017 beibehalten wird. Jedoch ist die Formulierung des § 9 Abs. 6 aus Sicht des BWE sehr kritisch, da der Wortlaut des Abs. 6 so interpretiert werden könnte, als ob alle Windenergieanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2017 die Anforderungen der SDLWindV erfüllen müssen. Dies kann nicht im Sinne des Gesetzgebers sein, da dies den Bestandsschutz für die Altanlagen unterminieren würde. Auch wurde die optionale Nachrüstung der Anlagen mit Inbetriebnahme vom 1.1.2002 bis 31.12.2008 beibehalten (§ 96 Abs.1 Nr. 9), hier wird weiterhin ein Bonus gewährt. Zudem

ist eine Nachrüstung aller Altanlagen zur Erfüllung der Anforderungen der SDLWindV rein technisch gar nicht möglich.

**Formulierungsvorschlag §9 Abs. 6:**

(6) Betreiber von Windenergieanlagen an Land, die nach dem 31. März 2011 und vor dem 1. Januar 2017 in Betrieb genommen worden sind, müssen sicherstellen, dass am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die Anforderungen der Systemdienstleistungsverordnung erfüllt werden.

**Vorschlag zur Verortung des Anknüpfungspunktes der SDL WindVO**

Es wäre möglich und sachgerecht, die ohnehin nur befristet vorgesehene Regelung des § 9 Abs. 6 sogleich den in § 10 Abs. 2 EEG geregelten Vorgaben über die bei der Erstellung des Netzanschlusses einzuhaltenden Vorgaben anzufügen. Andernfalls würde der Gesetzgeber ohne sachlichen Grund unterschiedliche Sanktionen an denselben Sachverhalt knüpfen.

**Formulierungsvorschlag § 10 Abs. 2:**

(2) Die Ausführungen des Anschlusses und die übrigen für die Sicherheit des Netzes notwendigen Einrichtungen müssen den im Einzelfall notwendigen technischen Anforderungen des Netzbetreibers und §49 des Energiewirtschaftsgesetzes entsprechen. Betreiber von Windenergieanlagen an Land, die nach dem 31. März 2011 und vor dem 1. Januar 2017 in Betrieb genommen worden sind, müssen sicherstellen, dass am Verknüpfungspunkt ihrer Anlagen mit dem Netz die Anforderungen der Systemdienstleistungsverordnung erfüllt werden.

#### **4. Zu § 14 Einspeisemanagement und § 15 Härtefallregelung**

Dem Eckpunktepapier der Bundesregierung<sup>4</sup> (Meseberger Beschlüsse) folgend sind hier keine inhaltlichen Änderungen bezüglich der Vergütungs- bzw. Entschädigungshöhe für Anlagenbetreiber 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)

---

<sup>4</sup> <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eckpunkte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

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 zurückgeführt werden (kein diskriminierungsfreies „Gerechtigkeitsprinzip“). Die Anwendung des 5-Prozent-Ansatzes mit unentgeltlicher Abregelung birgt die Gefahr, dass der Handlungsdruck zum Netzausbau nachhaltig 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.

### **5. Zu § 24 Verringerung der Förderung**

§ 24 Abs. 1 sieht eine Verringerung der finanziellen Förderung „auf Null“ und § 24 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 § 24 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.

#### **Vorschlag:**

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

#### Zu Abs. 2:

§ 24 Abs. 2 Nr. 3 widerspricht § 30 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:**

§ 24 Abs. 2 Nr. 3 streichen.

**6. Zu § 32 Marktprämie, § 37 Gemeinsame Bestimmung für die Einspeisevergütung**

Das Wort „tatsächlich“ muss durch „physikalisch-bilanziell“ jeweils ersetzt werden:

**Formulierungsvorschlag § 32 Abs.1 :**

„(1) Anlagenbetreiber können für Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas, den sie nach § 20 Absatz 1 Nummer 1 direkt vermarkten und der ~~tatsächlich~~ physikalisch bilanziell eingespeist sowie von einem Dritten abgenommen worden ist, von dem Netzbetreiber eine Marktprämie verlangen.“

**Formulierungsvorschlag § 37 Abs.1 :**

„(1) Der Anspruch auf eine Einspeisevergütung besteht nur für Strom, der nach § 11 ~~tatsächlich~~ physikalisch bilanziell von einem Netzbetreiber abgenommen worden ist.“

**7. Zu § 58 Eigenversorgung**

Dem BWE erscheint es nicht gerechtfertigt, dass es bei der Eigenversorgung zu unterschiedlichen Formen der Behandlung kommt. Industrielle Anlagen sollen nur mit 15% der EEG Umlage belastet werden, während alle anderen Eigenversorger 50% nach 58 Abs. 6 der EEG-Umlage zahlen müssen. Deshalb fordert der BWE, dass es eine gleiche Behandlung aller Formen der Eigenversorgung nach § 58 kommen muss

**8. Zu den Verordnungsermächtigungen, §§ 85 ff, insbes. § 85 Abs. 1 Nr. 2 lit a)**

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

#### **9. Zu § 85 Verordnungsermächtigung zur Ausschreibung der Förderung für Freiflächen**

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 Verordnungsgeber überlassen wird.

#### **10. Zu Anlage 2 Nr.7 (Referenzertrag)**

Hier wäre es sinnvoll das Wort „insbesondere“ zu streichen.

*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 § 14 sind zu berücksichtigen, soweit dafür eine Entschädigung gemäß § 14 gezahlt wird“.

## **Zu Art. 2 Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes**

### **Zu § 53 b Verordnungsermächtigung zum Gesamtanlagenregister**

Wie zu § 6 und § 90 EEG dargelegt, hält der BWE ein umfassendes Anlagenregister, welches sowohl die Daten von Erneuerbaren-Energien-Erzeugungsanlagen als auch konventionellen Anlagen erfasst, als fundamental für die Energiewende.

Zu der generellen Umsetzung eines Gesamtanlagenregisters 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 hat der BWE zu der Ausgestaltung des Anlagenregisters im Rahmen der Konsultation der AnlRegV Stellung genommen.

## **Zu Art. 14 Änderung der Systemdienstleistungsverordnung**

Zur Wirkung der 4. Ergänzung der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie muss eine Änderung des statischen Verweises in § 2 Abs. 1 SDLWindV (sowie ggf. § 6 SDLWindV) vorgenommen werden, der sich derzeit auf die 3. Ergänzung der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie vom 15. Februar 2011 bezieht

---

Ansprechpartner:

**Georg Schroth**  
Leiter Politik

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

**Sonja Hemke**  
Leiterin Fachgremien

[s.hemke@wind-energie.de](mailto:s.hemke@wind-energie.de)

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