

Berlin, 2. April 2014

Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften des Energiewirtschaftsrechts (Stand 31. März 2014)

Vorbemerkung

Mit der Einigung der Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten mit der Bundesregierung auf Änderungen am EEG vom 1. April 2014 ist der vorliegende Gesetzentwurf vom 31. März 2014 überholt. Deshalb sieht der Bundesverband WindEnergie e.V. die am 1. April 2014 einberufene Anhörung als wenig zielführend an.

Dennoch äußert sich der BWE zu einzelnen Punkten, die nach Medienberichten bei der Einigung keine Rolle spielten und dennoch eine massive Auswirkung auf den Ausbau der Windenergie haben werden. Diese sind insbesondere: verpflichtende Direktvermarktung, Ausschreibungen, weitere einzelne Paragraphen. Zu den Themen Ausbau und Vergütung verweist der Verband auf seine zum 12. März eingereichte Stellungnahme.

Des Weiteren geht der BWE davon aus, dass im weiteren Verfahren eine auf der Grundlage eines neuen Gesetzentwurfes ordentliche Beteiligung der Branche veranlasst werden wird. Dazu wird der BWE gerne noch einmal Stellung nehmen.

Inhalt

Verpflichtende Direktvermarktung	3
Stichtagsregelung	6
Ausschreibungen	7
Zu weiteren einzelnen Paragraphen	10
Zu Art. 2 Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes	19
Zu Art. 14 Änderung der Systemdienstleistungsverordnung	20

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.

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.

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

Als Beispiele zu nennen wären

- das Ökostrom-Markt-Modell von Naturstrom/Greenpeace Energy/EWS
- das Kundenmarktmodell 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 § 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 § 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 existieren innovative Stromtarife und Vermarktungsformen mit Netzdurchleitung, die beispielsweise eine Beimischung von EEG-förderfähigem, oft regional erzeugten 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 § 17 Abs. 2.

3. Zu § 34 Fernsteuerbarkeit

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.

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 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 22.01.2014 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 § 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. Die in § 2 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 § 5 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 Großprojektierern führen können. Bürgerwindprojekte, durch die vielfältige positive Effekte für die kommunale Wertschöpfung entstehen, sind dann kaum noch möglich. Auch wenn im vorliegenden Entwurf der Erhalt der hohen Beteiligung von Bürgern bei der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien explizit erwähnt wird, scheint dies bei Ausschreibungen schwer bis gar nicht realisierbar zu sein.

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 § 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, inwiefern die gesammelten Erfahrungen mit dem PV-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 PV-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.

3. Zu § 98 Übergangsbestimmung zur Umstellung auf Ausschreibungen

Mit der neu aufgenommenen Übergangsbestimmung für die Umstellung der Förderung auf Ausschreibungen, wird implizit verdeutlicht, dass die Bundesregierung davon ausgeht, dass Ausschreibungen in jedem Falle ab dem Jahre 2019 zur Förderung der Erneuerbaren Energien

genutzt werden. Eine Überprüfung der Zielerreichung ist damit nicht mehr gewollt. Das lehnt der BWE entschieden ab und fordert die Bundesregierung auf, sich an der Formulierung des Koalitionsvertrages zu orientieren.

Zu weiteren einzelnen Paragraphen

1. Zu § 2 Grundsätze des Gesetzes

Es ist unklar, welche rechtliche Qualität der neu eingefügte § 2 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 § 2 für Verunsicherung, ohne einen zusätzlichen Nutzen zu haben, und sollten daher gestrichen werden

2. Zu § 6 (§ 1c alt) 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 hat der BWE sich für die Schaffung eines Gesamtanlagenregisters ausgesprochen, auch wenn dies über den Rahmen der Verordnungsermächtigung nach § 64e (alt) EEG hinausgeht.

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.

3. Zu § 5 Begriffsbestimmungen

Zu Nr. 9 „Direktvermarktung“

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

Formulierungsvorschlag § 5 Nr. 9:

„„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 § 8 Anschluss

Zu Abs. 1:

a) Bestimmung des Netzverknüpfungspunktes

Der BWE regt für § 8 Abs. 1 folgenden Formulierungsvorschlag an:

„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 und mittelbar durch den Netzanschluss entstehenden Kosten einschließlich der voraussichtlich infolge des Netzanschlusses zusätzlich entstehenden Zahlungen nach § 15 Absatz 1 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 § 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 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 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 § 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 ist 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 möglicherweise 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 Netzausbauverpflichtung entwertet. Über die prognostizierte Höhe von etwaigen zukünftigen Härtefall-Entschädigungszahlungen wird es zudem ersichtlich zu ständigen Rechtsstreitigkeiten bei der Auswahl von Netzanschlusspunkten kommen.

Unter Berücksichtigung der BGH-Rechtsprechung schlägt der BWE daher folgende Formulierung 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 einschließlich der voraussichtlich infolge des Netzanschlusses zusätzlich entstehenden Zahlungen nach § 15 Absatz 1 zu berücksichtigen. Bei einer oder mehreren Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt höchstens 30 Kilowatt, die sich auf einem Grundstück.

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

Zu Abs. 2:

Die Beschränkung des Wahlrechts des Anlagebetreibers auf 10 Prozent Mehrkosten des Netzbetreibers ist nicht nachvollziehbar und entspricht auch nicht der aktuellen Rechtsprechung.

Die Änderung geht weit über das vom BGH beschiedene Maß hinaus. Der BGH ging in seinem Urteil (BGH vom 10.10.2012, Az VIII ZR 362/11) davon aus, dass Mehrkosten von knapp 60 Prozent „nicht mehr nur eine unerhebliche Kostensteigerung ausmachen“. Die unbeantwortete Frage nach einer Untergrenze will nun der Gesetzgeber klären und legt den Wert auf eine 10 Prozent Überschreitung der Mehrkosten. Diese Grenze ist aber völlig willkürlich und gemessen an der Kostengrenze für den Netzausbau von 25 Prozent der Investitionskosten für die anzuschließende Anlage auch nicht nachvollziehbar.

Darüber hinaus hat der BGH in dem in der Begründung zitierten Urteil ausdrücklich ausgeführt, dass allein der Umstand, dass dem Netzbetreiber überhaupt Mehrkosten entstehen, kein Grund für die Annahme von Rechtsmissbräuchlichkeit wäre (BGH, Urt. v. 10.10.2012, Az. VIII 362/11 Rn 55 a.E.). Der BGH nimmt eine rechtsmissbräuchliche Ausführung des Wahlrechts dann an, wenn die hierdurch dem Netzbetreiber entstehenden Kosten nicht nur unerheblich über den Kosten des Netzanschlusses an dem gesamtwirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt liegen (BGH, a.a.O., Rn 57). Mit „Kosten eines Anschlusses an den gesamtwirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunktes“ sind die gesamten Kosten an den technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt gemeint (Rn 58 und 59 des Urteils des BGH)

Der BWE schlägt daher folgende Formulierung vor:

(2) Anlagenbetreiber dürfen einen anderen Verknüpfungspunkt dieses oder eines anderen im Hinblick auf die Spannungsebene geeigneten Netzes wählen, es sei denn, diese Wahl führt ~~bei dem Netzbetreiber~~ zu Mehrkosten in Höhe von mehr als ~~10~~ 25 Prozent gegenüber den ~~Gesamtkosten des Anschlusses der Anlage~~ an den technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt.

5. Zu § 9 (6 alt) 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:

Der BWE begrüßt ausdrücklich, dass die SDLWindV mit Übergangsfrist bis zum 1. Januar 2017 beibehalten wird und die im vorherigen Referentenentwurf vom 04. März 2014 vorgesehene Streichung des § 6 Abs. 5 (alt) aufgehoben worden ist. Jedoch ist die Formulierung des § 9 Abs. 6 (neu) aus Sicht des BWE sehr kritisch, da der Wortlaut des Abs. 6 (neu) 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 (Inbetriebnahme 1.1.2002 bis 31.12.2008) unterminieren würde (lediglich optionale Nachrüstung). Zudem ist eine Nachrüstung aller Altanlagen zur Erfüllung der Anforderungen der SDLWindV rein technisch gar nicht möglich. Neuanlagen (Inbetriebnahme nach dem 1.4.2011) müssen die Anforderungen der SDLWindV erfüllen.

Vorschlag:

Klarstellung, dass es sich bei dem 1. Januar 2017 um eine Übergangsfrist der SDLWindV für Neuanlagen (Inbetriebnahme nach dem 1. April 2011) handelt und nicht um eine Anforderung an alle Bestandsanlagen.

6. Zu § 14 (§ 11 alt) Einspeisemanagement und § 15 (§ 12 alt) Härtefallregelung

Dem Eckpunktepapier der Bundesregierung¹ (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

¹ <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eckpunkte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

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 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.

7. Zu § 24 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 § 64e essenziell 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 bei etwaigen Verordnungen der Bundesrat zustimmen muss.

11. Zu § 85 Verordnungsermächtigung zur Ausschreibung der Förderung von Freiflächen

Die Bundesregierung sollte keine Verordnungsermächtigung ohne Zustimmung des Bundesrates 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 § 90 Verordnungsermächtigung zum Anlagenregister

Die Einführung eines Anlagenregisters ist aus energiewirtschaftlichen als auch technischen Gründen sinnvoll.

Wie zu § 6 Anlagenregister bereits erwähnt, ist es 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. Aus diesem Grund begrüßt der BWE den § 90 Nr. 14 (neu), der eine Regelung durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie für den Übergang des Anlagenregisters nach § 6 Abs. 4 (neu) EEG auf ein Gesamtanlagenregister nach § 53b EnWG ermöglicht.

13. Zu § 96 Allgemeine Übergangsbestimmungen

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

a. Optionale Vermarktung Bestandsanlagen

Der BWE versteht die Übergangsvorschriften des § 96 Abs.1 Nr. 4-8 so, dass durch die weitere Anwendbarkeit der festen Einspeisevergütung für Bestandsanlagen (Nr 4), die beabsichtigte Nichtgeltung des § 35 Abs.2 und 3 2. HS und die gleichzeitige Geltung der Marktprämie mit Managementprämie (Nr. 8) die Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1.1.2014 sowie die Anlagen nach § 96 Abs. 3 auch weiterhin zwischen fester Einspeisevergütung und optionaler Vermarktung wechseln können sollen. Dies soll zumindest nach der Begründung gelten „Da Anlagen in der Vergangenheit bei Beachtung gewisser Voraussetzungen das Recht hatten, zwischen Marktprämie und Einspeisevergütung zu wechseln, wird diese grundsätzliche Optionalität für Bestandsanlagen (mit Ausnahme der nach §§ 27 Absatz 3 und 27a Absatz 2 EEG 2012 ohnehin bereits zur Direktvermarktung verpflichteten Biogasanlagen) auch weiterhin gewährleistet. Zu diesem Zweck wird der bei Neuanlagen lediglich für die kleinen Leistungsklassen geltende § 35 EEG 2014 durch Nummer 6 für bestehende Anlagen modifiziert und regelt in dieser modifizierten Form ohne die Größenbegrenzung nach § 35 Absatz 2 für Bestandsanlagen größenunabhängig den Anspruch auf eine Einspeisevergütung.“

Hier ist aber wohl versehentlich formuliert worden „... mit der Maßgabe, dass § 35 entsprechend nicht anzuwenden ist mit Ausnahme von § 35 Abs. 2 und 3 zweiter Halbsatz.“ Damit wird genau das Gegenteil dessen erreicht, was gewollt ist.

Dort müsste stehen:

„§ 35 Abs. 2 und 3 zweiter Halbsatz nicht anzuwenden ist.“

Dies entspricht auch der Vorversion. Dort hatte der Gesetzgeber in § 66 Abs. 1 Nr. 5 formuliert, dass „§ 22 c Abs. 2 und 3 Halbsatz 2 nicht anzuwenden ist.“

Zudem muss die Geltung des § 36 für Bestandsanlagen abbedungen werden.

Insgesamt ist diese Regelung sehr verwirrend, auch durch die Überschrift von § 35 „Einspeisevergütung für kleine Anlagen“ lautet. Die Begründung stellt zwar klar, dass dies nun für alle Leistungsklassen gelten soll. Es wäre aber sehr hilfreich, hier eine klare Regelung zu haben.

b. Fernsteuerbarkeit

Zudem sollte erwogen werden, für kleine Bestandsanlagen eine De Minimis-Regelung einzuführen. Für kleine Anlagen ist die Nachrüstung für die Fernsteuerbarkeit mit einem hohen wirtschaftlichen Aufwand verbunden. Dieser Aufwand würde gescheut werden, daher wären diese Anlagen gezwungen, zurück in die Einspeisevergütung zu wechseln. Daher sollte erwogen werden, bei Anlagen bis 500kW von einer Fernsteuerbarkeit abzusehen.

14. Zu Anlage 2 Nr.7 (Referenzertrag)

Formulierungsvorschlag:

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 § 14 gezahlt wird“.

Zu Art. 2 Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

Zu § 53 b Verordnungsermächtigung zum Gesamtanlagenregister

Wie zu § 6 und § 90 (neu) 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

Sonja Hemke
Leiterin Fachgremien

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