

Deutscher Bundestag
18. Wahlperiode
Ausschuss für Wirtschaft
und Energie

Ausschussdrucksache 18(9)127
28. Mai 2014

bdew

Energie. Wasser. Leben.

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

Stellungnahme

zum „Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des EEG und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts“

Berlin, 02. Mai 2014

Inhalt

INHALT	2
1 ZUSAMMENFASSENDE BEWERTUNG	5
2 ZENTRALE INHALTE DER EEG-NOVELLE 2014	7
2.1 Weiterentwicklung der Direktvermarktung	7
2.2 Auktion / Wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe	9
2.3 Selbstverbrauch / Eigenversorgung	10
2.4 Vertrauensschutz	17
2.5 Energieträgerspezifische Regelungen	20
2.6 Ausnahmetatbestände zur Befreiung von der EEG-Umlagepflicht	32
2.7 Administrativer Aufwand	33
2.8 Ergänzende Vorschläge zum vorliegenden Gesetzesentwurf	36
2.9 Weitere Juristische Hinweise	39

INHALT	2
1 ZUSAMMENFASSENDER BEWERTUNG	5
2 ZENTRALE INHALTE DER EEG-NOVELLE 2014	7
2.1 Weiterentwicklung der Direktvermarktung	7
2.1.1 Fernsteuerbarkeit	7
2.1.2 Wechselfristen	8
2.1.3 Verbot der anteiligen Direktvermarktung	9
2.2 Auktion / Wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe	9
2.3 Selbstverbrauch / Eigenversorgung	10
2.3.1 Kraftwerkseigenverbrauch	10
2.3.2 Vertrauensschutz gewährleisten	12
2.3.3 Informationspflichten	12
2.3.4 Messtechnische Erfassung der Eigenversorgung	13
2.3.5 Inselbetrieb	14
2.3.6 Verzicht auf Förderung	15
2.3.7 Ersatz, Erneuerung oder Erweiterung von Bestandsanlagen	15
2.3.8 Berechnung des Selbstverbrauchs	16
2.3.9 Rundung der EEG-Umlage für Selbstverbrauch	16
2.3.10 Datenerhebungen der Übertragungsnetzbetreiber nach § 58 Abs. 7 EEG-RegE	17
2.4 Vertrauensschutz	17
2.4.1 Entzug der Absatzmärkte für Biogaserzeugungsanlagen durch Änderung des Inbetriebnahmebegriffs	17
2.4.2 Begrenzung der förderbaren Strommenge für Biogas-Bestandsanlagen	19
2.4.3 Mangelnder Schutz getätigter Investitionen durch fehlende Übergangsregelung	19
2.4.4 Unterjährige Abschaffung des Grünstromprivilegs	20
2.5 Energieträgerspezifische Regelungen	20
2.5.1 Biogas	20
2.5.1.1 Vertrauensschutz (Anlagen- bzw. Inbetriebnahmebegriff Höchstbemessungsleistung)	22
2.5.1.2 Deckelung des Ausbaus / Degression	22
2.5.1.3 Reduzierung der Vergütung	22
2.5.1.4 Streichung Gasaufbereitungsbonus / Einführung Kapazitätzuschlag	23
2.5.1.5 Vergärung von Gülle	23
2.5.1.6 Flexibilitätzuschlag für sonstige Biomasse- und Gasarten	23
2.5.1.7 Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen	24
2.5.1.8 Aufhebung des Verbots der bilanziellen Teilbarkeit	24
2.5.1.9 Vergütungsfreie Mitverbrennung von Biomasse	25
2.5.2 Wasserkraft	26

2.5.2.1	Modernisierungs-/Ertüchtigungsmaßnahmen	26
2.5.2.2	Sachgerechte Förderung der Ertüchtigung von Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 5 MW nach § 38 Abs. 3 EEG-RegE	27
2.5.2.3	Änderung des Wasserhaushaltgesetzes	28
2.5.3	Photovoltaik	29
2.5.3.1	Pilotprojekt zur Ausschreibung von PV-Freiflächenkraftwerken	29
2.5.3.2	Gemeinsamer atmender Deckel für PV-Anlagen	30
2.5.4	Windenergie an Land	31
2.5.5	Windenergie auf See	32
2.6	Ausnahmetatbestände zur Befreiung von der EEG-Umlagepflicht	32
2.6.1	Verlustenergie	32
2.6.2	EEG-Umlagebefreiung für Speicher	32
2.7	Administrativer Aufwand	33
2.7.1	Atmender Deckel bei Windkraftanlagen	33
2.7.2	Anlagenregister	33
2.7.3	Vergütungskategorien	34
2.8	Ergänzende Vorschläge zum vorliegenden Gesetzesentwurf	36
2.8.1	Grünstromprodukte mit grüner Eigenschaft	36
2.8.2	Synchronisation des Verteilnetzausbaus mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien	39
2.9	Weitere Juristische Hinweise	39
2.9.1	Netzanschluss und Einspeisemanagement	39
2.9.2	Messung	40
2.9.3	Vergütungsgrundlagen	43
2.9.4	Sanktion bei Wechselfehlern	44
2.9.5	Belastungsausgleich und EEG-Umlagepflicht	44
2.9.6	Heranziehung der Strommengen aus den Bilanzkreisen für die Berechnung der Zahlungspflicht der EEG-Umlage	45
2.9.7	Informations- und Mitteilungspflichten	45
2.9.8	Redaktionelle Änderung in § 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG-RegE	46
2.9.9	Übergangsregelungen	47
2.9.10	Änderung anderer Gesetze und Verordnungen	49

1 Zusammenfassende Bewertung

Am 8. April 2014 hat die Bundesregierung ihren Entwurf für eine grundlegende Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ins parlamentarische Verfahren eingebracht. Klar ersichtlich ist, dass der mit dem Referentenentwurf am 4. März 2014 gesetzte Kurs in Richtung Markt- und Systemintegration grundsätzlich gehalten und in zahlreichen wichtigen Punkten konkretisiert wurde.

Anknüpfend an die am 12. März 2014 und am 2. April 2014 vorgelegten Stellungnahmen des BDEW zum Entwurf eines „Gesetz zur grundlegenden Reform des EEG und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts“ ist auch im Rahmen dieser Stellungnahme insbesondere die konsequente Umsetzung der bei der Kabinettsklausur am 22. Januar 2014 in Meseberg beschlossenen Eckpunkte in Bezug auf die Markt- und Systemintegration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zu begrüßen. Dazu zählen insbesondere die in dem Gesetzentwurf vorgesehene Verpflichtung zur Direktvermarktung für neue Erneuerbare-Energien-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 500 Kilowatt (kW) und die geplante wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe ab 2017. Beides sind zentrale Elemente der BDEW-Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG.

Als neue Elemente enthält der vorliegende Gesetzentwurf konkrete Aussagen zur Ausgestaltung der Regelung zur Eigenversorgung. Auch das ist ausdrücklich zu begrüßen. Für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien muss die Akzeptanz der privaten, gewerblichen und industriellen Verbraucher sichergestellt werden, die in ganz entscheidendem Maße von den resultierenden Belastungen und deren Verteilung abhängt. Der BDEW teilt daher die Auffassung der Bundesregierung, dass die energiewirtschaftlichen Ausnahmetatbestände - und dies betrifft nicht nur das EEG - transparent gemacht und überprüft werden müssen. Es ist deshalb richtig, dass die Bundesregierung dieses Thema mit den vorgelegten Vorschlägen adressiert. Wichtig ist jetzt, dass zügig ein verlässlicher gesetzlicher Rahmen geschaffen wird, der technische und ökologische Besonderheiten des Selbstverbrauchs berücksichtigt, Mitnahmeeffekte und Marktverzerrungen vermeidet und gleichzeitig dem Vertrauensschutz Rechnung trägt. Es gibt aus Sicht des BDEW aber intensiven Diskussionsbedarf im Detail. Dabei sind u. a. Unterschiede im Hinblick auf die Wirkung des Selbstverbrauchs von Strom aus dargebotsabhängigen (Wind und Sonne) und steuerbaren, nicht dargebotsabhängigen Energieträgern (z. B. Erdgas) zu beachten. Bei Erzeugungsanlagen, die Kuppelgase und andere Reststoffe (z. B. Klärgase, Biogase aus anaeroben Abwasserreinigungsprozessen und Klärschlamm) nutzen, ist gleichfalls eine besondere Betrachtung notwendig. Diese Anlagen nutzen die im industriellen Produktionsprozess oder bei der Abwasseraufbereitung anfallenden Reststoffe oder Restenergien und erfüllen somit eine klima- und umweltpolitisch sinnvolle Aufgabe. Ihr wirtschaftlicher Betrieb hängt oftmals von der Befreiung des Selbstverbrauchs ab. Müssten die Anlagen aufgrund fehlender Rentabilität abgeschaltet werden, wäre eine alternative Entsorgung der Reststoffe notwendig (z. B. Abfackeln), was zu Ressourcenverschwendung und vermehrten CO₂-Emissionen führte, weil dann der Stromverbrauch per Fremdbezug aus dem Netz mit den entsprechenden CO₂-Emissionen der Stromerzeugung gedeckt wird. Der BDEW hat zu diesem Themenkomplex ein umfassendes Gutachten vorge-

legt sowie eine Stellungnahme erarbeitet auf die an dieser Stelle daher besonders verwiesen werden soll.

Ungeachtet der vielen positiven Entwicklungen, die das EEG mit der vorliegenden Novelle nimmt, gibt es nach wie vor Kritik im Detail. So genügen weiterhin einige im Regierungsentwurf enthaltenen Übergangsregelungen noch nicht den Anforderungen an den Vertrauensschutz. Hier sollte nachgearbeitet werden.

Es besteht ebenfalls nach wie vor Optimierungsbedarf im Hinblick auf die Regelungen zum weiteren Ausbau der Stromerzeugung durch Wasserkraftanlagen und im Hinblick auf die Förderung der energetischen Nutzung von Biomasse.

Der BDEW hat bereits mehrfach, zuletzt mit den „Vorschlägen für eine grundlegende Reform des EEG“ vom 18. September 2013, darauf hingewiesen, dass die gegenwärtige Ausgestaltung des § 23 EEG 2012 eine Umsetzung der Zielvorgabe zum Ausbau oder zur Modernisierung der Wasserkraftnutzung in Deutschland nicht ermöglicht. Zusätzlich verschärft wird die Situation durch eine neue Regelung des § 35 des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG), die in einer späten Phase der Ressortverhandlungen Eingang in den Regierungsentwurf gefunden hat. Eine Neuzulassung von Laufwasserkraftwerken darf danach nur noch an bestehenden oder vorrangig zu anderen Zwecken zu errichtenden Stauanlagen oder ohne durchgehende Querverbauung erfolgen. Aus Sicht des BDEW ist eine solche restriktive Regelung für Wasserkraftanlagen nicht gerechtfertigt. Vielmehr legen bereits die allgemeinen Regeln die Grundlage für die Verwirklichung der Ziele der Wasserrahmenrichtlinie, die bereits heute auch durch Wasserkraftanlagen zu erfüllen sind.

Diskussionsbedarf besteht ganz besonders im Hinblick auf die Stromerzeugung aus Biogas. Hier sieht der Gesetzentwurf Eingriffe in den Vertrauensschutz und eine erhebliche Reduzierung der Vergütungssätze vor, die einen Ausbau sowie Betrieb bestehender Bioerdgasanlagen kaum mehr zulassen. Problematisch ist insbesondere die Änderung des Inbetriebnahmebegriffs nach § 5 Nr. 21 des Regierungsentwurfs in Verbindung mit den Übergangsregelungen. Die Umstellung fossil betriebener BHKW auf Biomethan ab Inkrafttreten des neuen EEG würde damit zu einer neuen Inbetriebnahme führen. Somit wären in diesen Fällen die Vergütungsregelungen des novellierten EEG 2014 anzuwenden, die wiederum nicht ausreichen, die Kosten der Bioerdgasbeschaffung zu decken. Im Ergebnis stehen die genannten Regelungen damit der Umstellung fossil betriebener BHKW auf Bio-Erdgas und damit einem Kernziel der Energiewende entgegen. Der Gesetzentwurf sieht in § 97 Abs. 1 weiterhin vor, dass Biomassebestandsanlagen, die ab Inkrafttreten des EEG 2014 eine höhere Durchschnittsleistung aufweisen und dadurch mehr Kilowattstunden erzeugen, für die zusätzlich eingespeisten Kilowattstunden nur noch den Monatsmarktwert erhalten. Diese Leistungserhöhung kann allerdings sowohl durch einen Anlagenzubau als auch durch eine Effizienzsteigerung erreicht werden. Aufgrund des pauschalen Ansatzes dieser Regelung behindert sie Effizienzsteigerungen und ist ein Eingriff in den Vertrauensschutz.

Generell ist darauf hinzuweisen, dass die weiter zunehmende Komplexität der Regelungen zu einem erheblichen Umsetzungsaufwand (insbesondere Umprogrammierungs- und Rechtsauslegungsaufwand) bei den Netzbetreibern führt. Hier macht die vorliegende Stellungnahme

konkrete und konstruktive Vorschläge, die zur Reduktion des Abwicklungsaufwands führen können.

2 Zentrale Inhalte der EEG-Novelle 2014

2.1 Weiterentwicklung der Direktvermarktung

Der BDEW hatte sich bereits im Rahmen seiner "Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG" für die Verpflichtung zur Direktvermarktung ausgesprochen, weil eine stärkere Ausrichtung an den Markt- und Systemerfordernissen den Wert des aus Erneuerbare-Energien-Anlagen erzeugten Stroms erhöht und eine neue Grundlage für einen systemverträglichen und politisch sowie gesellschaftlich gewollten Ausbau der Erneuerbaren Energien schafft.

Der Grad der wettbewerblichen Ausrichtung ist daher aus Sicht des BDEW eine der ganz zentralen Fragen im Hinblick auf ein langfristiges Modell zur Förderung Erneuerbarer Energien. Ganz besonders ist daher zu begrüßen, dass der Regierungsentwurf zur EEG-Novelle mutig und mit Augenmaß über die im Koalitionsvertrag zunächst sehr zaghaft formulierten ersten Ideen zur Einführung einer verpflichtenden Direktvermarktung hinausgeht. Aus Sicht des BDEW wäre jedoch auch eine niedrigere De-Minimis-Schwelle zu Beginn der verpflichtenden Direktvermarktung wirtschaftlich zumutbar und würde aufgrund der erheblichen installierten Kapazitäten im Anlagensegment zwischen 100 und 500 kW energiewirtschaftlich sinnvoll sein.

2.1.1 Fernsteuerbarkeit

Der Ansatzpunkt einer grundsätzlichen Steuerbarkeit von Erneuerbare-Energien-Anlagen ist prinzipiell energiewirtschaftlich sinnvoll und entspricht auch den mittel- bis langfristigen technischen Erfordernissen für die Gewährleistung der Systemstabilität. Eine sofortige, flächendeckende, technische Nachrüstung der betroffenen EEG-Altanlagen zum 1. August 2014 ist jedoch nicht realisierbar. Die mit § 96 Abs. 1 Nr. 5 EEG-RegE gewährte Übergangsfrist ist vor diesem Hintergrund ausdrücklich zu begrüßen. Sie sollte für die meisten Anlagen ausreichend sein. Allerdings sind insbesondere bei älteren Windkraftanlagen oftmals individuelle Lösungen erforderlich, die eine etwas längere Umsetzungsfrist benötigen. Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BDEW für Windkraftanlagen mit Inbetriebnahmedatum vor dem 1. Januar 2004 eine Verlängerung der Übergangsfrist bis zum 30. Juni 2015.

Weiterhin ist eine ausreichende Übergangsregelung für den Einbau von intelligenten Messsystemen, die den EnWG-Anforderungen entsprechen, vorzusehen. Da die Fernsteuerbarkeit (§ 34 EEG-E) aus energiewirtschaftlichen und technischen Gründen derzeit meist nicht am Messsystem ansetzt, wären tausende von Erneuerbare-Energien-Anlagen umzurüsten und neue Zähler beziehungsweise intelligente Messsysteme einzubauen. Generell sind wie im EnWG auch aufgrund der Masse der umzurüstenden Anlagen für den Roll-Out von intelligenten Messsystemen ausreichende Übergangsfristen vorzusehen.

2.1.2 Wechselfristen

Der vorliegende Regierungsentwurf zur EEG-Novelle berücksichtigt bereits einige Hinweise aus den vorangegangenen BDEW-Stellungnahmen, so ist insbesondere positiv zu bewerten, dass alle Wechsel nur noch kalendermonatlich erfolgen können und mit Ausnahme des Wechsels in oder aus der Einspeisevergütung nach § 35 EEG-RegE ("Einspeisevergütung in Ausnahmefällen") dem Netzbetreiber vor Beginn des Vormonats anzuzeigen sind.

Damit entsprechen die Wechselfristen nun weitgehend den Regelungen des EEG 2012. Dennoch ist es erforderlich, die Wechselprozesse anzupassen. Das gilt insbesondere für die Angabe des Unterbilanzkreises, in dem der EEG-Strom eingestellt wird, jedoch nicht den vorgelagerten Bilanzkreis, in den die Ausgleichsenergiemengen fließen.

Darüber hinaus ist die angedachte Wechselfrist in die oder aus der Einspeisevergütung nach § 36 i. V. mit § 21 Abs. 1 Satz 2 EEG-RegE ("Einspeisevergütung in Ausnahmefällen") zwar von drei auf mindestens fünf Werktage verlängert worden, jedoch weiterhin zu knapp. Für diesen Prozess ist eine Verlängerung der Wechselfrist erforderlich, um die Daten entsprechend zu verarbeiten (beziehungsweise zum Clearing der Daten, zur Weitergabe an Prognoseinstitute, zur Parametrierung der Hochrechnungs- und Vermarktungssysteme). Darüber hinaus führt die kurze Wechselfrist zur Notwendigkeit der Einführung eines neuen Prozesses beim Netzbetreiber. Dieser kann gerade bei kleineren Netzbetreibern einen hohen Aufwand und hohe Kosten verursachen. Es ist zu hinterfragen, ob dieser Aufwand zur Bearbeitung der seltenen Ausnahmefälle gerechtfertigt ist. Stattdessen ist eine Orientierung an etablierten Marktprozessen und den hierfür bereits vorhandenen, längeren Fristen zu empfehlen.

Vor diesem Hintergrund ist die vorgesehene Frist bis zum 1. April 2015 für die Erarbeitung einheitlicher und massengeschäftstauglicher Verfahren und Datenformate deutlich zu knapp bemessen. Im Hinblick auf die in § 21 Abs. 3 EEG-RegE definierte Ausgestaltung von neuen standardisierten Prozessen und Formaten sind ausreichende Umsetzungsfristen zwingend erforderlich. Hierbei ist auch das Änderungsmanagement der Bundesnetzagentur zur Festlegung von Marktprozessen und Datenformaten (siehe hierzu BNetzA-Mitteilung Nr. 4 zu GPKE/GeLi Gas) zu berücksichtigen, das Anpassungen der Datenformate nur zum 1. April bzw. 1. Oktober jeden Jahres mit einer Bindungswirkung zum folgenden 1. Oktober bzw. zum 1. April (ein halbes Jahr später) zulässt. Die Stichtage 1. April und 1. Oktober eines jeden Jahres umfassen alle erforderlichen Anpassungen an den Datenformaten aufgrund veränderter gesetzlicher oder regulatorischer Rahmenbedingungen an den Prozessen.

Ausgehend von diesen Überlegungen zur Anpassung der Prozesse und der Datenformate und davon, dass das EEG im Sommer 2014 verabschiedet wird, können die massengeschäftstauglichen Verfahren frühestens zum 1. Oktober 2015 umgestellt werden.

Hinsichtlich § 21 Abs. 2 Satz 2 EEG-RegE weist der BDEW darauf hin, dass es Fälle geben kann, in denen der Direktvermarkter den Unterbilanzkreis kennt, in den der EEG-Strom eingestellt wird, jedoch nicht den vorgelagerten Bilanzkreis, in dem die Ausgleichsenergiemengen fließen.

2.1.3 Verbot der anteiligen Direktvermarktung

Einerseits ist der Wegfall der anteiligen Direktvermarktung zu begrüßen, da dadurch der administrative Aufwand der Netzbetreiber erheblich reduziert wird. Andererseits ist aus Sicht des BDEW aber zu überprüfen, ob das Verbot der anteiligen Direktvermarktung bei Abrechnung mehrerer Anlagen über eine gemeinsame Messeinrichtung bestehen bleiben sollte, weil der Einbau von Untermessungen für jede einzelne Anlage mit hohen Kosten verbunden ist und von den Anlagenbetreibern, insbesondere im Zuge der Direktvermarktungsvorgaben nach dem EEG 2012 und der Widersprüchlichkeit zwischen §§ 33c und 33f EEG 2012, bislang gerade nicht vollzogen worden ist. Zu beachten ist hierbei, dass eine Anlage, die unter die Regelung für „kleine Anlagen“ (§ 35 EEG-RegE) fallen würde und noch eine Einspeisevergütung erhalten sollte, in jedem Fall eine Untermessung bereit halten müsste, wenn die anderen Anlagen verpflichtend direkt vermarkten müssen.

Der BDEW gibt zu bedenken, dass § 24 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 und 4 EEG-RegE entgegen der Begründung, dass eine Direktvermarktung unterschiedlicher Anlagen nicht ausgeschlossen sein soll (S. 194), zu Problemen führen könnte, wenn es zu einem Ausfall von einem Direktvermarkter und einer Ausfallvergütung kommt. Denn diese gilt als Einspeisevergütung, weshalb die Sanktion nach Abs. 2 greifen würde. Konsequenz daraus ist, dass in Zukunft Untermessungen für einzelne Anlagen zwingend erforderlich sind, wenn sich die Betreiber nicht auf eine gemeinsame Veräußerungsform und einen gemeinsamen Bilanzkreis einigen können.

2.2 Auktion / Wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe

Die im Regierungsentwurf vorgesehene Umsetzung des Kabinettsbeschlusses zur wettbewerblichen Ermittlung der Förderhöhe ab 2017 ist positiv zu werten. Mit Blick auf die Fördereffizienz gewährleistet das Auktionsverfahren bei entsprechender Ausgestaltung einen größtmöglichen Wettbewerb zwischen den Bietern. Es kann davon ausgegangen werden, dass Auktionsverfahren grundsätzlich geeignet sind, neben der Mengensteuerung auch eine hohe Kosteneffizienz bei der Förderung der Erneuerbaren Energien zu erreichen.

Klar ist: Die Entwicklung eines solchen Auktionsdesigns ist keine leichte Aufgabe. Die Einführung eines Auktionsmodells sollte erst dann erfolgen, wenn ein leistungsfähiges Auktionsdesign vorliegt, das die Kosteneffizienz der Energiewende steigert, die Akteursvielfalt bewahrt und das Erreichen der Erneuerbare-Energien-Ausbauziele gewährleistet.

Grundsätzlich positiv zu bewerten ist der vorgesehene Ausschreibungsbericht, auf dessen Grundlage das Auktionsdesign für weitere Energieträger entworfen werden soll. Das Ausschreibungsverfahren für Photovoltaik-Freiflächenanlagen muss schnellstmöglich entwickelt und umgesetzt werden. Nur so können bis 2017 Erfahrungen gesammelt werden, die in die Ausschreibungsmodelle für weitere Energieträger mit einfließen können. Der Ausschreibungsbericht soll erstmals zum 30. Juni 2016 vorliegen. Auf dieser Basis ein Gesetzgebungsverfahren anzustrengen, das spätestens ab 2017 Ausschreibungen für alle über das EEG geförderten Energieträger vorsieht, ist aus Sicht des BDEW ambitioniert.

Die Übertragung der Ergebnisse für solare Freiflächenkraftwerke auf andere Technologien muss äußerst sorgfältig erfolgen, da es große Unterschiede hinsichtlich Technik, Planungszeiträumen, Genehmigungsrecht und Finanzierungsstrukturen gibt.

Insbesondere für Wind-Onshore sind spezifische Ausschreibungsaspekte zu entwickeln, da weder die Technologie, noch Projektentwicklung und Akteursstruktur mit solaren Freiflächenkraftwerken vergleichbar sind. Ohne ein entsprechendes Pilotprojekt ist der geplante Beginn von Ausschreibungen im Jahr 2017 schwierig. Deshalb spricht sich der BDEW dafür aus, bis 2017 ebenfalls ein Pilotprojekt von Auktionen von Wind-Onshore durchzuführen, d. h. die entsprechenden Regelungen in der EEG-Novelle (z. B. Verordnungsermächtigung) jeweils um Wind-Onshore zu ergänzen. Ein solches Pilotprojekt könnte z. B. auf Standorte mit geringer Windhöufigkeit fokussiert werden, bei denen unter den Rahmenbedingungen des neuen EEG kein wirtschaftlicher Zubau zu erwarten ist, sodass keine bestehenden Projekte verdrängt werden. Die Kosten dieses Pilotprojekts könnten ex ante gedeckelt werden, da bei einem Rollout ohne vorheriges Pilotprojekt Fehljustierungen im Ausschreibungsdesign zu befürchten sind, deren Kosten unter Umständen höher liegen.

Erfahrungen mit Ausschreibungen für Erneuerbare Energien aus dem Ausland sollten einbezogen werden.

2.3 Selbstverbrauch / Eigenversorgung

Nach Auffassung des BDEW ist das Thema Selbstverbrauch von herausgehobener Relevanz, weil die jetzt zu treffenden Neuregelungen den zukünftigen Entwicklungspfad der Energiewende ganz erheblich beeinflussen werden zugleich aber auch erhebliche volkswirtschaftliche Ineffizienzen drohen. Deshalb hat der BDEW zu diesem Thema auf Basis eines vom BDEW beauftragten Gutachtens eine gesonderte Stellungnahme "Regelungsbedarf und -folgen bei der Eigenerzeugung von Strom und beim Selbstverbrauch" verfasst und sieht zeitnahen Handlungsbedarf. Wir weisen dabei auch auf den unmittelbaren Zusammenhang zwischen der jetzigen EEG-Novelle und der anstehenden KWKG-Novelle hin.

Ungeachtet der grundsätzlichen Positionierung des BDEW zum Selbstverbrauch beziehen sich die folgenden konkreten Hinweise auf den vorliegenden Regierungsentwurf. So ergeben sich durch den vorliegenden Gesetzentwurf wichtige Fragestellungen für die Umsetzung. Sofern diese nicht geklärt werden, ist eine Umsetzung in die Praxis mit erheblichen Unsicherheiten verbunden.

2.3.1 Kraftwerkseigenverbrauch

Der BDEW begrüßt, dass für den Kraftwerkseigenverbrauch nach § 58 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 i. V. m. Abs. 4 EEG-RegE ein Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage nicht besteht. Dabei soll lediglich der für die Erzeugung von Strom technisch erforderliche Strom von der Befreiung erfasst werden.

Die im Regierungsentwurf getroffene Differenzierung zwischen

- der Eigenversorgung aus selbst erzeugtem Strom außerhalb des Kraftwerks einerseits und
- des Kraftwerkseigenverbrauchs als verwendeter Strom innerhalb des Kraftwerks andererseits

ist energiewirtschaftlich begründet und zielführend. Richtig ist zudem, dass der Kraftwerkseigenverbrauch weiterhin von der EEG-Umlage befreit wird, da es sich nicht um einen Letztverbrauch handelt. Vielmehr ist der Stromverbrauch zum technischen Betrieb der Stromerzeugungsanlagen notwendig, d. h. ohne diesen Energieverbrauch ist der technische Betrieb der Stromerzeugungsanlage nicht möglich. Typische Praxisbeispiele von thermischen Kraftwerken sind Rauchgasreinigungen, Steuerungsanlagen, Maschinen zur Brennstoffverarbeitung, Pumpen usw., die sich direkt in den Gebäuden und Anlagen des Kraftwerks befinden. Die für den Kraftwerksbetrieb benötigte Energie wird nicht aus dem Stromnetz bezogen, sondern durch das Kraftwerk selbst erzeugt.

Der Gesetzgeber beabsichtigt offensichtlich, die EEG-Umlagebefreiung des Kraftwerkseigenverbrauchs parallel zur Stromsteuerbefreiung des Kraftwerkseigenverbrauchs nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 Stromsteuergesetz i. V. m. § 12 Abs. 1 Nr. 2 Stromsteuerdurchführungsverordnung zu regeln. Dies begrüßt der BDEW, da dementsprechend auch der für die Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen erforderliche Selbstverbrauch von der EEG-Umlage befreit sein soll. Würde dieser Stromverbrauch mit der EEG-Umlage belastet, so wäre die sinnvolle Wärmenutzung über Wärmenetze bestraft, wohingegen das Abführen von Wärme in Kühltürmen von Kondensationsstrom-Kraftwerken durch die EEG-Umlagebefreiung des Stroms, den die Kühlturmpumpen verbrauchen, noch bevorteilt würde. Die effiziente Technologie wäre somit schlechter gestellt.

§ 58 Abs. 4 EEG-RegE sollte klarstellend wie folgt gefasst werden:

Formulierungsvorschlag:

„(4) Der Kraftwerkseigenverbrauch ist der Strom, der in den Neben- und Hilfsanlagen einer Stromerzeugungsanlage oder einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage zur Erzeugung von Strom oder Wärme im technischen Sinne verbraucht wird und der dem Anlagenbetreiber nicht von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen geliefert wird.“

Durch diese Ergänzung wird der Anwendungsbereich der Regelung klargestellt, auch wenn die Parallelität zur stromsteuerrechtlichen Befreiung nicht bekannt bzw. im Einzelfall unklar ist. Dies erleichtert die Rechtsanwendung.

Die in der Gesetzesbegründung aufgeführte Positiv- bzw. Negativliste ist aus Sicht des BDEW umfassend.

2.3.2 Vertrauensschutz gewährleisten

Der Vertrauensschutz ist schon aus übergeordneter, ordnungspolitischer Sicht ein wichtiger Faktor. In den vergangenen Jahren haben die Marktakteure aufgrund der bestehenden Regelungen erhebliche Investitionen in Anlagen und darauf aufbauende Geschäftsmodelle vorgenommen. Eine nachträgliche Änderung von politisch gewollten Investitionsanreizen würde Investoren offenbaren, dass in Deutschland Regulierungsrisiken bestehen. Dies verschlechterte die Attraktivität des Standorts Deutschland. Der BDEW begrüßt daher die vorgesehenen besonderen Regelungen für Bestandsanlagen nach § 58 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 und 2 EEG-RegE.

2.3.3 Informationspflichten

Der BDEW hatte in der Vergangenheit immer wieder auf die Auswirkungen des steigenden Selbstverbrauchs hingewiesen. Der Verbrauch von selbst erzeugtem Strom - insbesondere aus fluktuierenden Erzeugungsquellen - belastet das Verteilnetz. Grundsätzlich ist anzumerken, dass auch Selbstverbraucher dauerhaft auf die (Dienst-) Leistungen aus dem Netz zur Absicherung der Stromversorgung und zur Frequenzhaltung angewiesen sind. So führen die stark schwankende Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen zusammen mit dem ebenfalls schwankenden Eigenbedarf der Haushalte in nahezu jeder Stunde zur Inanspruchnahme der Verteilnetze, entweder weil Überproduktion abgeleitet oder der Bedarf bei fehlender Eigenerzeugung ausgeglichen werden muss. In der Folge steigen der Ausgleichsenergiebedarf und damit die Kosten, die von allen Letztverbrauchern zu tragen sind.

Hinzukommt, dass Energieversorgungsunternehmen in der Regel keine Kenntnis darüber haben, ob Letztverbraucher eine Eigenversorgungsanlage betreiben. Unabhängig davon, ob eine entsprechende Mitteilungspflicht überhaupt in den jeweiligen Stromlieferungsverträgen enthalten ist, unterbleibt häufig diese Mitteilung, sodass die Energieversorgungsunternehmen eine Aufnahme der Eigenversorgung regelmäßig nur bemerken, wenn sich das Abnahmeverhalten des Kunden deutlich verändert. Dies führt für diese Energieversorgungsunternehmen zu einem vermeidbaren Absatzrisiko, das letztlich auch eingepreist werden muss.

Außerdem ist juristisch umstritten, ob die Meldepflicht des Anlagenbetreibers an den Netzbetreiber bei Betrieb von Eigenerzeugungsanlagen nach § 19 Abs. 3 NAV im Falle von EEG-Anlagen überhaupt gilt, weil § 1 Abs. 1 Satz 4 NAV die pauschale Nichtgeltung der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) für EEG-Anlagen anordnet.

Vor diesem Hintergrund regt der BDEW folgende Ergänzung von § 58 EEG-RegE an:

Formulierungsvorschlag:

„(9) Eigenversorger sind verpflichtet, dem Netzbetreiber, an dessen Netz ihre Anlage unmittelbar oder mittelbar angeschlossen worden ist, sowie dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das den Eigenversorger über die Eigenversorgung hinaus mit Elektrizität beliefert, unverzüglich die Aufnahme der Eigenversorgung unter Angabe

der Art der Erzeugungsanlage, der installierten Leistung und eventuell vorhandener Speicherkapazitäten mitzuteilen.“

Durch diese Mitteilungspflicht wird sowohl die Netzstabilität wegen bedingter Vorhersehbarkeit der Selbstverbrauchsdeckung beziehungsweise Einspeisung gefördert, als auch das Mengenrisiko beim Elektrizitätsversorgungsunternehmen begrenzt. Diese Parameter liegen auch der Bildung des im Rahmen von § 37 Abs. 1 Satz 2 EnWG zu bildenden Strompreises zugrunde.

2.3.4 Messtechnische Erfassung der Eigenversorgung

Zur Gewährleistung, dass der EEG-umlagepflichtige Letztverbrauch auch im Falle einer Eigenversorgung messtechnisch erfasst und abgerechnet wird, sollte § 58 Abs. 1 EEG-RegE durch folgenden Satz 3 ergänzt werden:

Formulierungsvorschlag:

„Strom, für den die Übertragungsnetzbetreiber nach Satz 1 die Zahlung der EEG-Umlage verlangen können, muss von den Eigenversorgern durch geeichte Messeinrichtungen erfasst werden.“

In der Begründung des Regierungsentwurfs wird die Auffassung vertreten, dass eine Messung der Eigenversorgung bei Photovoltaikanlagen bis 10 kW entbehrlich sei. In diesem Zusammenhang könnte dann auf den Schwellenwert von 10.000 kWh/Jahr verzichtet und lediglich auf die installierte Leistung von 10 kW bei Solarstromanlagen abgestellt werden. Sofern dies gewünscht ist und ungeachtet einer abschließenden BDEW-Positionierung, müsste dies aus Sicht des BDEW jedoch aus dem Gesetzeswortlaut in § 58 Abs. 5 EEG-RegE hervorgehen.

Die Maßgabe gilt im Zweifel jedoch nicht für sonstige, zur Eigenverbrauchsdeckung verwendete Anlagen, wie KWK-Anlagen oder Biogasanlagen. Sollten die Kleinanlagen mit einer Leistung von bis zu 10 kW nach § 58 Abs. 5 EEG-RegE daher ausnahmsweise keine Erzeugungsmessung aufweisen und der Gesetzgeber an dem Schwellenwert von 10.000 kWh/Jahr festhalten, sollte Absatz 5 durch folgende Sätze 4 und 5 ergänzt werden, die auch die in der Gesetzesbegründung enthaltene Ausnahme für Solarstromanlagen bis 10 kW umsetzen:

Formulierungsvorschlag:

„Wird bei Anlagen nach Satz 1 der selbst verbrauchte Strom nicht gesondert messtechnisch erfasst, gilt für das betreffende Kalenderjahr und für diese Anlage die Strommenge von 10 Megawattstunden als überschritten; in diesem Falle kann der Übertragungsnetzbetreiber die zur Eigenversorgung genutzte Strommenge aus dem

Vergleich entsprechender Anlagen, dem Strombezug und der Stromeinspeisung des Anlagenbetreibers für das betreffende Kalenderjahr schätzen. Satz 4 gilt nicht für Solarstromanlagen nach Satz 1 und 3.“

Die Ausnahme im letzten Satz berücksichtigt die im Verhältnis zu anderen Anlagen zu hohen Transaktionskosten bei Solarstromanlagen, bei denen - wie vorstehend unterstellt - die 10.000 kWh/Jahr im Zweifel sowieso nicht erreicht werden. Dabei wird die Regelung gleichzeitig dem energiewirtschaftlichen Erfordernis der messtechnischen Erfassung der zur Eigenversorgung genutzten Strommenge in den übrigen Fällen grundsätzlich gerecht.

2.3.5 Inselbetrieb

§ 58 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4 EEG-RegE muss außerdem wie folgt gefasst werden:

Formulierungsvorschlag:

„4. für Strom von Eigenversorgern, soweit deren Verbrauchseinrichtungen die weder unmittelbar noch mittelbar an ein Netz angeschlossen sind,“

Alternative bei räumlich eingeschränkter Betrachtung:

Formulierungsvorschlag:

„4. für Strom von Eigenversorgern, soweit die Eigenerzeugungsanlagen die weder unmittelbar noch mittelbar an ein Netz angeschlossen sind und soweit in unmittelbarer räumlicher Nähe nicht weitere Anlagen von demselben Anlagenbetreiber betrieben werden, die unmittelbar oder mittelbar an ein Netz angeschlossen sind,“

Begründung:

Die Regelung im Regierungsentwurf erfasst nur “Eigenversorger, die weder mittelbar noch unmittelbar an ein Netz angeschlossen sind”, d.h. nur Eigenversorger mit einem reinen Inselbetrieb. Betreibt ein Eigenversorger aber zwei Erzeugungsanlagen und wird nur eine im Inselbetrieb betrieben, unterfällt er mit dem gesamten Eigenverbrauch der EEG-Umlagepflicht, unabhängig davon, wie groß der Abstand zwischen beiden Eigenerzeugungsanlagen/Verbrauchseinrichtungen voneinander ist. So müsste ein Anlagenbetreiber, der bei einer Verbrauchsstelle eine Solarstromanlage mit teilweiser Netzeinspeisung und teilweiser Eigenverbrauchsdeckung und bei einer anderen Verbrauchsstelle eine im Inselbetrieb betriebene KWK-Anlage zur Eigenverbrauchsdeckung betreibt, für die Eigenverbrauchsdeckung aus beiden Anlagen die EEG-Umlage zahlen, weil Nr. 4 des Regierungsentwurfes mangels ausschließlichen Inselbetriebes beider Anlagen nicht greifen würde. Daher muss die Regelung in

eine "soweit"-Regelung geändert werden. Dies gilt auch und umso mehr für inselbetriebsgestützte Verbrauchseinrichtungen mit Solarbetrieb an Verkehrswegen (z. B. Notrufsäulen), da der jeweilige Straßenbaulastträger und Betreiber der Verbrauchseinrichtungen auch an anderer Stelle Betreiber von Stromerzeugungseinrichtungen mit Netzeinspeisung und Eigenverbrauchsdeckung sein kann. Dann wäre auch der Stromverbrauch dieser inselnetzbetriebenen Verbrauchseinrichtungen EEG-umlagepflichtig.

Soll eine räumlich eingegrenzte Betrachtungsweise für Anlagen mit und ohne Netzanschluss gewählt werden, kann die zweite Variante verwendet werden.

2.3.6 Verzicht auf Förderung

Zu § 58 Abs. 2 Satz 1 Nr. 5 EEG-RegE weist der BDEW darauf hin, dass zwar ein faktischer Verzicht auf die EEG-Einspeisevergütung bzw. eine „finanzielle Förderung“ möglich ist, juristisch aber aufgrund von § 4 Abs. 2 EEG 2012/§ 7 Abs. 2 Satz 1 EEG-RegE möglicherweise unwirksam ist¹. In jedem Fall wäre zu klären, ob für diesen Strom noch ein Abnahmeanspruch des Anlagenbetreibers besteht beziehungsweise ob der Netzbetreiber diesen Strom in seinen EEG-Bilanzkreis buchen darf/muss. Dies könnte für die Netzbetreiber zu einem erhöhten Ausgleichsenergiebedarf führen. Vor diesem Hintergrund sollte klargestellt werden, dass der Strom nach § 20 Abs. 1 Nr. 2 EEG-RegE direktvermarktet werden oder nach § 20 Abs. 3 Nr. 2 bzw. § 37 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EEG-RegE von einem Dritten oder dem Anlagenbetreiber selber in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht werden muss.

Formulierungsvorschlag für einen neuen Satz 4 zu § 58 Abs. 2:

"Der Eigenversorger hat Strom nach Satz 1 Nr. 5, den er selbst erzeugt aber nicht selbst verbraucht und den er dem Netzbetreiber nach § 11 Absatz 1 zur Verfügung stellt, nach § 20 Absatz 1 Nummer 2 direkt zu vermarkten oder ihn nach § 20 Absatz 3 Nummer 2 oder § 37 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 selber zu verbrauchen oder einem Dritten zur Verfügung zu stellen; erfolgt dies nicht, gilt insoweit § 24 Absatz 1 entsprechend."

2.3.7 Ersatz, Erneuerung oder Erweiterung von Bestandsanlagen

Die Formulierung des § 58 Abs. 3 Nr. 3 EEG-RegE dient nach dem Verständnis des BDEW dazu, den Selbstverbrauch auf die im Bestand installierte Leistung zu beschränken. Mit der jetzigen Formulierung würde sich die Beschränkung jedoch auf die gesamte - also auch auf die in das Netz eingespeiste - Erzeugung beziehen. Dies würde Ersatzanlagen, bei denen nur

¹ vgl. BDEW-Stellungnahme zum Verfahren der Clearingstelle EEG Nr. 2012/6 unter folgendem Link:

<https://www.clearingstelle-eeq.de/empfv/2012/6>

ein Teil für die Eigenerzeugung benötigt wird, unnötig einschränken. Der BDEW schlägt daher folgende Präzisierung in § 58 Abs. 3 Nr. 3 EEG-RegE sowie dessen folgende Ergänzung vor:

Formulierungsvorschlag:

„3. die eine Stromerzeugungsanlage nach Nr. 1 oder 2 an demselben Standort erneuert, erweitert oder ersetzt, es sei denn, die zur Deckung der Eigenversorgung genutzte installierte Leistung ist durch die Erneuerung, Erweiterung oder Ersetzung um mehr als 30 Prozent erhöht worden; die zur Deckung der Eigenversorgung genutzte installierte Leistung ist vor der Erneuerung, Erweiterung oder Ersetzung der Stromerzeugungsanlage sowie danach entsprechend § 70 Satz 2 zu melden.“

Außerdem rät der BDEW an, Absatz 2 um folgenden Satz 4 zu ergänzen:

Formulierungsvorschlag:

„Wird eine Bestandsanlage nach Satz 1 Nummer 1 erneuert, erweitert oder ersetzt, gilt Absatz 3 Nummer 3 insoweit entsprechend.“

Dies vermeidet eine Ungleichbehandlung der Bestandsanlagen nach Abs. 2 Satz 1 Nr 1 gegenüber solchen nach Nr. 2. Unter den in § 58 Abs. 3 Nr. 3 EEG-RegE genannten engen Rahmenbedingungen sollten Ersatzinvestitionen für sämtliche Bestandsanlagen sowohl nach § 58 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 als auch nach Nr. 2 EEG-RegE von der EEG-Umlage befreit sein. Die Aussage in der Gesetzesbegründung (Seite 235), dass der Anwendungsbereich von § 58 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 EEG-RegE auslaufen soll, ist nicht nachvollziehbar. Sämtliche Bestandsanlagen, die vor dem 1. August 2014 zur Eigenverbrauchsdeckung betrieben worden sind, sollten daher in Bezug auf Erneuerung, Erweiterung und Ersetzung gleich behandelt werden.

2.3.8 Berechnung des Selbstverbrauchs

Gemäß dem aktuell geltenden EEG (EEG 2012) ist der eigenerzeugte Selbstverbrauch außerdem nur dann von der EEG-Umlage befreit, wenn der Verbrauch durch eigene Erzeugung auf ¼-h-Ebene gedeckt ist (Zeitgleichheit). Auch der vorliegende Regierungsentwurf sieht die Ermittlung des Eigenverbrauchs bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall in § 58 Abs. 8 EEG-RegE vor. Die Aufnahme dieser Klarstellung wird ausdrücklich begrüßt.

2.3.9 Rundung der EEG-Umlage für Selbstverbrauch

§ 58 Abs. 6 EEG-RegE sollte wie in § 3 Abs. 2 AusglMechV und § 20 Abs. 3 EEG 2012 durch folgenden Satz 2 ergänzt werden:

Formulierungsvorschlag:

„Die Beträge nach Satz 1 Nr. 1, 2 und 3 werden in Cent pro Kilowattstunde auf drei Stellen nach dem Komma gerundet.“

2.3.10 Datenerhebungen der Übertragungsnetzbetreiber nach § 58 Abs. 7 EEG-RegE

Die ÜNB sind hier insbesondere von den neuen Aufgaben im Zuge der geplanten Umlagepflicht von Eigenerzeugung betroffen. Aufgrund der großen Anzahl der potentiell betroffenen Eigenverbraucher ist diese Neuregelung nur mit einem automatisierten Meldeverfahren möglich, wie es auch in § 70 Satz 2 ff. EEG-RegE gefordert wird. Allerdings benötigt die Implementierung eines solchen Verfahrens – wie auch der Gesetzgeber mit seiner Frist bis zum 1. Januar 2016 erkannt hat – eine entsprechende Vorlaufzeit. Ohne eine vollständig automatisierte Meldung ist die Umlagepflicht für Eigenverbraucher nicht umzusetzen. Daher kann die Belastung erst nach Einführung eines solchen Verfahrens durchgeführt werden. Es könnte daher sinnvoll sein, diese Datenerhebung in §§ 69, 70 EEG-RegE zu verschieben und somit in die der Testierung unterfallenden Angaben des EVU oder des Eigenversorgers mit aufzunehmen. So würden unnötige Unschärfen und Doppeltestierungen sowie Korrekturen entfallen und die Konsistenz der testierten Mengen sichergestellt werden.

Darüber hinaus macht der BDEW darauf aufmerksam, dass derzeit keine Regelung im Regierungsentwurf existiert, die die Datenlieferung von Eigenversorgern überhaupt einer Testierungspflicht unterwirft, insbesondere hinsichtlich der in § 58 EEG-RegE enthaltenen, komplexen Voraussetzungen.

2.4 Vertrauensschutz

Leider genügen die Regelungen des vorliegenden Regierungsentwurfs immer noch nicht in allen Punkten dem Vertrauensschutz. Wenn Investoren nicht mehr sicher sein können, dass die gesetzlichen Regelungen fortgelten, die zum Zeitpunkt ihrer Investitionsentscheidung galten, führt dies mittelfristig dazu, dass Investoren solche regulatorischen Risiken einpreisen. Das macht die Energiewende teurer statt preiswerter. Der BDEW setzt sich daher für einen umfassenden Vertrauensschutz ein und empfiehlt eindringlich die Anpassung des Regierungsentwurfs in folgenden Punkten:

2.4.1 Entzug der Absatzmärkte für Biogaserzeugungsanlagen durch Änderung des Inbetriebnahmebegriffs

Bestehende Bioerdgas-Einspeiseanlagen sind darauf angewiesen, auch zukünftig BHKW in dem Förderrahmen zu beliefern, der einen wirtschaftlichen Betrieb der Bio-Erdgaserzeugung zulässt.

Nachstehend erfolgt eine Differenzierung zwischen neu in Betrieb genommenen BHKW auf der einen und von fossilem Erdgas umgestellten BHKW auf der anderen Seite. Als bestehende Bioerdgas-Aufbereitungs- und -Einspeiseanlagen sollen Anlagen gelten, die bereits im Betrieb sind, sowie Anlagen, die bis zum 1. August 2014 eine gültige Genehmigung oder Netzanschlusszusage nachweisen können.

BHKW mit Einsatzstoffumstellung

Das bisherige EEG ließ für bisher mit Erdgas betriebene KWK-Anlagen, deren Förderung nach dem KWK-G ausgelaufen ist, für die Restlaufzeit eine Förderung nach dem EEG zu. Das war eine Grundlage für die Investitionsentscheidung von KWK-Anlagenbetreibern. Die EEG 2004 – 2012 sahen vor, dass KWK-Anlagen - die mit gasförmiger Biomasse betrieben werden - nach dem EEG gefördert werden, welches bei der Erstinbetriebnahme des Generators galt. Aus Gründen des Vertrauensschutzes sollte diese Regelung nach Auffassung des BDEW erhalten bleiben. Die Änderung des Inbetriebnahmebegriffs nach § 5 Nr. 21, Halbsatz 1, in Verbindung mit § 96 Abs. 2 EEG-RegE, d. h. Umstellung fossil betriebener BHKW auf Biomethan, führt dagegen zu einer neuen Inbetriebnahme. Somit wären die Vergütungsregelungen des novellierten EEG 2014 anzuwenden, die wiederum nicht ausreichen, die Kosten der Bioerdgas-Beschaffung zu decken. Im Ergebnis steht die vorgeschlagene Regelung damit der Umstellung fossil betriebener BHKW auf Bio-Erdgas und damit einem Kernziel der Energiewende entgegen. Der BDEW schlägt deshalb eine entsprechende Anpassung in § 96 Abs. 2 EEG-RegE vor.

Der BDEW versteht das Ziel des Gesetzgebers, Missbrauch durch Doppelförderung vermeiden zu wollen. In der Praxis hat sich jedoch gezeigt, dass klassische BHKW-Module (50 bis 500 kW Klasse) im Betrieb keine zehn Jahre halten. Üblicherweise werden diese Module nach 25-50.000 Betriebsstunden vollständig generalüberholt oder zum Teil vollständig erneuert. Nach zehn bis zwölf Jahren ist ein Austausch des BHKW-Motors im Allgemeinen notwendig. Dabei handelt es sich im Regelfall um den „Gasmotor“, teils auch um die Generatoren. Die weiteren Komponenten eines BHKW und erst Recht einer gesamten Biogasanlage können durchaus längere Standzeiten erreichen. Somit besteht durch die aktuelle 20-jährige Förderung – auch im Zusammenwirken von KWK-G und EEG – keine Doppelförderung.

Angesichts der oben genannten Lebensdauer ist ohnehin zu erwarten, dass die Förderung der BHKW-Umsteller in absehbarer Zeit endet.

Neuinbetriebnahme von BHKW

Der vorgesehene Inbetriebnahmebegriff reduziert die Absatzmöglichkeiten von bestehenden Bioerdgas-Einspeiseanlagen, die im Vertrauen auf die gesetzliche Regelung des jeweils gültigen EEG gebaut worden sind. In der Folge werden die Investitionen in die vorhandenen Bioerdgas-Erzeugungsanlagen entwertet. Das betrifft unter anderen auch Fälle, in denen im Vertrauen auf das EEG 2012 Bioerdgas-Einspeiseanlagen geplant und errichtet worden sind. In der Praxis erfolgt die Inbetriebnahme des Generators oft mit Zeitverzug zur Inbetriebnah-

me der Bioerdgas-Erzeugungsanlage. Solchen Projekten würde durch eine Einstufung des BHKW unter das EEG 2014 die wirtschaftliche Grundlage entzogen.

Gelöst werden kann das Problem, indem hier die Förderung nach demjenigen EEG erfolgt, welches bei der Erstinbetriebnahme der Bioerdgas-Erzeugungsanlage galt, mindestens jedoch nach dem EEG 2012.

2.4.2 Begrenzung der förderbaren Strommenge für Biogas-Bestandsanlagen

Der EEG-Regierungsentwurf sieht vor, dass Biomasse-Bestandsanlagen, die - z. B. aufgrund der Effizienzsteigerung – mehr Kilowattstunden erzeugen, für die zusätzlich eingespeisten Kilowattstunden nur noch den Monatsmarktwert erhalten. Diese Regelung behindert Effizienzsteigerungen und ist ein Eingriff in den Vertrauensschutz.

2.4.3 Mangelnder Schutz getätigter Investitionen durch fehlende Übergangsregelung

Positiv ist zu bewerten ist, dass in dem Gesetzentwurf ein Vertrauensschutz für bereits in ihrer Planung weit fortgeschrittene Projekte vorgesehen ist. So sollen für Projekte, die vor dem 23. Januar 2014 immissionsschutzrechtlich genehmigt worden sind und vor dem 1. Januar 2015 in Betrieb genommen werden, noch die Regelungen des EEG 2012 zur Anwendung kommen, da sie auf dieser Berechnungsgrundlage geplant und finanziert worden sind. Diese Regelung entspricht damit den Eckpunkten des Kabinettsbeschlusses. Aus Sicht des BDEW ist diese vorgesehene Übergangsregelung jedoch nicht ausreichend.

Das Anliegen des Gesetzgebers, „so schnell wie möglich bestehende Kostensenkungspotenziale zu heben“ und „sogenannte Vorzieheffekte“ zu verhindern, ist aus Sicht des BDEW zwar nachvollziehbar. Jedoch überzeugt die vorgetragene Begründung, dass sich alle Wirtschaftsteilnehmer aufgrund der seit Februar 2013 andauernden Debatte auf eine baldige Reform einstellen mussten, nicht. Eine Debatte kann nach Auffassung des BDEW von Anlagenbetreibern nicht als Stillhalteaufforderung verstanden werden. Nach Meinung des BDEW konnten Investoren bei ihrer Planung sehr wohl davon ausgehen, dass die bestehenden gesetzlichen Regelungen noch bis zum Jahresende 2014 angewendet werden. Zwar sehen das auch der Kabinettsbeschluss und der vorliegende Gesetzentwurf vor, allerdings nur unter der Maßgabe, dass die immissionsschutzrechtliche Genehmigung vor dem 23. Januar 2014 erfolgt ist. Dies ist vor dem Hintergrund der langwierigen und kostspieligen Planung von Erneuerbare-Energien-Projekten problematisch. So müssen bereits vor Erhalt der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung beispielsweise zwischen 100.000 und 200.000 Euro pro Windkraftanlage für Gutachten und Projektplanung investiert werden. Im Bereich der Biomasse ist mitunter an Kraftwerksstandorten die entsprechende immissionsschutzrechtliche Genehmigung im Rahmen eines Änderungsgenehmigungsverfahrens zu erlangen, welches einen besonderen fachlichen und zeitlichen Umfang beansprucht. Daneben gilt es, lange Lieferzeiten von über einem Jahr für u. a. Turbinen eines Biomasseheizkraftwerks zu beachten, die jedoch erst nach Erteilung der erforderlichen Genehmigung bestellt werden können.

Sofern die immissionsschutzrechtliche Genehmigung überhaupt als Kriterium benötigt wird, sollte - insbesondere vor dem Hintergrund der Ankündigung im Koalitionsvertrag, „getätigte und in der Realisierung befindliche Investitionen“ zu schützen - darauf abgestellt werden, dass die Antragsunterlagen zum 23. Januar 2014 bereits eingereicht worden sein müssen.

Angemessen wäre es, den Planungshorizonten genehmigungspflichtiger Anlagen gerecht zu werden, indem – analog zu § 66 Abs. 6 EEG 2012 – für Projekte, die sich bereits in der Realisierung befinden, technologiespezifische Übergangsfristen gewährt werden. Für Biomassevorhaben sollte dies daran geknüpft werden, dass ökologisch sinnvolle Einsatzstoffe verwendet werden (z. B. Waldresthölzer und Landschaftspflegehölzer) und sie im Hinblick auf die Umsetzung der nationalen sowie europäischen Ziele zum Ausbau der KWK, der Fern-/ Nahwärme von Bedeutung sind.

2.4.4 Unterjährige Abschaffung des Grünstromprivilegs

Die geplante unterjährige Streichung des Grünstromprivilegs als Direktvermarktungsoption stellt betroffene Direktvermarktungs- und Energieversorgungsunternehmen vor große Herausforderungen. Der Regierungsentwurf sieht zwar eine sachgerechte Berücksichtigung bei der Erfüllung der gesetzlichen Pflichten vor, lässt aber außer Acht, dass die Unternehmen im Vertrauen auf den Fortbestand des EEG 2012 bis Ende 2014 vertragliche Pflichten auf Jahresbasis eingegangen sind. Energieversorgungsunternehmen, die für das Jahr 2014 das Grünstromprivileg anwenden, wären gezwungen, unterjährig ihre Strompreise anzupassen, wenn gemäß den zugrundeliegenden Verträgen überhaupt Preisanpassungen möglich sind. Aufgrund der Sechs-Wochen-Frist zur Preisanpassung und des engen Zeitplans für die EEG-Novelle kann es hier zu schwierigen Situationen kommen.

Der BDEW spricht sich nicht grundsätzlich gegen eine Abschaffung des Grünstromprivilegs aus, empfiehlt jedoch, das Grünstromprivileg geordnet und friktionsfrei zum 31. Dezember 2014 auslaufen zu lassen.

2.5 Energieträgerspezifische Regelungen

2.5.1 Biogas

Biogas und Bio-Erdgas leisten bei Energiewende und Klimaschutz einen wichtigen Beitrag. Durch die Einspeisung von Bio-Erdgas in die vorhandene gut ausgebaute Erdgasinfrastruktur kann die Produktion und Nutzung von Erneuerbarer Energie zeitlich und räumlich entkoppelt werden. Bio-Erdgas kann die Nutzung erneuerbaren Biogases trägt zum Ausgleich und der Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien bei (u.a. Regelenergie).

Mit der politischen Zielformulierung im Zuge des Integrierten Energie- und Klimaprogramms (IEKP) - der Einspeisung von 6 bzw. 10 Mrd. m³ Bio-Erdgas ins Erdgasnetz bis 2020 bzw. 2030 - haben viele Unternehmen in den Aufbau der Geschäftsfelder Bioerdgas-Einspeisung, -Handel und -Vermarktung investiert. Das sind neben der Landwirtschaft die Anlagenbauer, Zulieferer und Serviceunternehmen, aber auch die Händler und Vertriebe sowie viele KWK-

Anlagenbetreiber. Es handelt sich damit insbesondere auch um mittelständige Firmen in ländlichen Regionen. Es wird geschätzt, dass rund 40.000 Arbeitsplätze von der Biogasbranche abhängig sind.

Ende 2013 konnten 131 Bio-Erdgas-Einspeiseanlagen 81.160 m³/h auf Erdgasqualität aufbereitetes Bio-Erdgas ins Erdgasnetz einspeisen, das waren 2013 rund 665 Mio. m³. 27 Anlagen befinden sich im Bau, weitere 33 in Planung. Von Bio-Erdgas spricht man, wenn (Roh-) Biogas nach der Aufbereitung die gleichen Eigenschaften wie Erdgas erhält und ins Erdgasnetz eingespeist werden kann.

Biogas und Bio-Erdgas können auch im Wärmemarkt – in Hinblick auf die CO₂ - viel Positives bewirken. Doch die von der Bundesregierung mit der EEG-Reform auf den Weg gebrachten Regelungen sind nicht geeignet, das flexible Einsatzpotenzial von Biogas und Bio-Erdgas zu unterstützen. Im Gegenteil, mit Ihrer Umsetzung würde der weitere Ausbau zum Erliegen kommen. Zugleich wird die Chance vertan, mit Bio-Erdgas einen erneuerbaren Energieträger für den Wärmemarkt im urbanen Raum nutzbar zu machen.

Nach Ansicht des BDEW ist die geplante Beschränkung der Biogaserzeugung nicht sachgerecht und hätte enorme Konsequenzen für eine Vielzahl von Unternehmen, die im Vertrauen auf die Zielsetzung der Bundesregierung in diesem Bereich Investitionen getätigt haben. Zugleich wird die Chance vertan, mit Bioerdgas einen Erneuerbaren Energieträger für den Wärmemarkt im urbanen Raum nutzbar zu machen. Das gilt für effiziente Brennwertkessel genauso wie für KWK-Anlagen.

Darstellung der Änderungen gemäß Regierungsentwurf zum EEG 2014

1. Die **überarbeitete Definition des Inbetriebnahmebegriffs** sieht vor, dass die erstmalige Inbetriebsetzung (z.B. eines Erdgas-BHKW) mit erneuerbaren Energien zukünftig darüber entscheidet, welches EEG Anwendung findet.
2. Zudem soll die Grundvergütung nur auf maximal 50% der installierten Leistung gezahlt werden. Als Ausgleich ist ein **Kapazitätzuschlag** von 40 €/kW installierten Leistung ab 100 kW Anlagenleistung vorgesehen (entspricht für eine 750 kW Anlage 0,5 ct/kWh).
3. Ein Vergleich der **Vergütung** nach dem aktuellen EEG-Gesetzesentwurf (08.04.2014) mit dem EEG 2012 macht die **drastische Kürzung** der Biogasvergütung deutlich. Für Neuanlagen wird, neben der Streichung der Zuschläge für nachwachsende Rohstoffe und landwirtschaftliche Reststoffe auch der Gasaufbereitungsbonus gestrichen werden.
4. Der **Brutto-Zubau** von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse soll nicht mehr als 100 MW installierter Leistung pro Jahr betragen. Derzeit sind Biogasanlagen mit 3.500 MW am Netz.

Bemessungsleistung kW _{el}	Vergütungssatz ct / kWh _{el}					Kleine Gülleanlagen ³⁾	Bioabfallanlagen ⁴⁾
	Grundvergütung ⁵⁾	Biogasanlagen ^{1),2)}		Gasaufbereitungsbonus ^{5),8)}			
		Einsatzstoffklasse I ⁶⁾	Einsatzstoffklasse II ⁷⁾⁹⁾				
≤ 75	14,30	6,00	8,00	3,00		25,00	16,00
≤ 150	13,66			(≤ 700 m ³ /h)			
≤ 500	12,30			2,00		-	15,26
≤ 750	11,00			1,00			
≤ 5.000	10,55			(≤ 1.400 m ³ /h)		-	14,00
≤ 20.000	6,0	-		-	13,38		

Quelle: Geändert auf Basis KTBL

2.5.1.1 Vertrauensschutz (Anlagen- bzw. Inbetriebnahmebegriff Höchstbemessungsleistung)

Insbesondere im Hinblick auf die energetische Nutzung von Biomasse sieht der BDEW den Vertrauensschutz tangiert (siehe Kapitel 2.3.1 und 2.3.2). Die Vergütung für den Einsatz von Biogas/Bio-Erdgas aus bestehenden Biogasanlagen in neuen BHKWs muss auch weiterhin entsprechend den aktuell geltenden Regelungen möglich sein. Die bestehenden Biogasanlagen werden sonst entwertet, sind nicht mehr wirtschaftlich zu betreiben und werden die Produktion einstellen müssen.

2.5.1.2 Deckelung des Ausbaus / Degression

Die Deckelung des Ausbaus von Biomasseanlagen auf 100 MW jährlich bei etwa 4000 Volllaststunden führt de facto zu einer Ausbaugrenze von 50 MW/a.

Mit der geplanten Begrenzung des Zubaus auf 100 (bzw. 50) MW (bzw. Absenkung der Vergütung beim Erreichen dieser Grenze) würde eine erneute Halbierung des bereits sehr schwachen Zubaus im Jahre 2013 erfolgen. Damit können die von der Bundesregierung im IEKP formulierten Ausbauziele nicht erreicht werden. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass die politisch gewünschte Erschließung der Abfall- und Reststoffe großer Anstrengungen bedarf, sollte diese nicht gedeckelt werden. Mit Blick auf die IEKP-Ziele und die gewünschte Reduzierung der Vollbenutzungsstunden neuer Erzeugungsanlagen empfiehlt der BDEW, den Zubau zur Stromerzeugung aus gasförmiger Biomasse bei 300 MW (installierte Leistung) zu begrenzen.

2.5.1.3 Reduzierung der Vergütung

Die nach §§ 43 ff. EEG-RegE reduzierten Vergütungssätze wären auch die Basis für die Ableitung des Preises für den überwiegenden Teil des derzeit erzeugten Bioerdgases ab 1. August 2014 in Neu- oder Umsteller-BHKW. Der anlegbare Bioerdgaspreis würde dann je nach BHKW-Bemessungsleistung deutlich unterhalb der aktuellen Marktpreise liegen und Bioerdgas-Einspeiseanlagen unwirtschaftlich werden lassen.

Die Absenkung der Vergütung für Biogas/Bioerdgas ist nach Auffassung des BDEW allein durch die Kosten der Einsatzstoffe wirtschaftlich nicht darstellbar.

Erläuterung zum Verständnis:

Eine Tonne Maissilage zur Erzeugung von Biogas kostet aktuell rund 40 EUR/t. Daraus ergibt sich ein Substratkostenanteil von allein 9,3 ct an der Kilowattstunde Strom. Addiert man für Finanzierung, Investition, Betrieb und Wartung 5,4 ct/kWh für den BHKW-Teil (analog Förderung KWK-G) und 5 ct für den Anlagenteil der Biogasanlage, so wird deutlich, dass ein wirtschaftlicher Betrieb einer Biogasanlage unter 19 ct/kWh Förderung nicht möglich ist. Die züchterische Weiterentwicklung der Energiepflanzen, inklusive der alternativen mehrjährigen

Pflanzen, hat das Potential diese Kosten in Zukunft deutlich zu senken. Daher sollte der Einsatz von Energiepflanzen weiter gefördert werden, um dann etwa in einem Zeitraum von fünf Jahren eine Kostensenkung von bis zu 30 % zu realisieren. Damit wäre eine Absenkung der Vergütung für Neuanlagen nach fünf Jahren auf rund 14 ct/kWh möglich. Flexibilität, Speicherbarkeit, Wärmenutzung und Transport machen eine Gasaufbereitung erforderlich, wodurch durchschnittlich weitere 2 ct/kWh Gasaufbereitungsbonus notwendig werden.

2.5.1.4 Streichung Gasaufbereitungsbonus / Einführung Kapazitätzuschlag

Durch die Einspeisung von Bioerdgas in die vorhandene, gut ausgebaute Erdgasinfrastruktur kann die Produktion und Nutzung von Erneuerbaren Energien zeitlich und räumlich entkoppelt werden. Bioerdgas ist saisonal speicherbar. Die Nutzung erneuerbaren Biogases trägt zum Ausgleich und zur Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien bei. Die Streichung des Gasaufbereitungsbonus ist daher nicht nachzuvollziehen. Die Einführung des Kapazitätzuschlages (§ 51 EEG-RegE) über die gesamte Förderdauer ergänzend zur Marktprämie für die Bereitstellung flexibler installierter Leistung für bedarfsorientierte Stromerzeugung i. H. v. 40 Euro pro Kilowatt installierter Leistung und Jahr bedeutet bei durchschnittlich 5000 Betriebsstunden für Bioerdgas-BHKW lediglich einen Zuschlag von 0,8 ct je kWh Strom und kann den Wegfall des Aufbereitungsbonus nicht ausgleichen.

Angesichts des Flexibilitätspotentials von Biogas hält der BDEW auch die Streichung des Gasaufbereitungsbonus nicht für zielführend. Die Streichung des Biogas-Aufbereitungsbonus für Neuanlagen kann "Power-to-Gas" möglicherweise verhindern und wird die Einspeisung von Biogas in das Gasnetz - und damit auch die Verlagerung der Nutzung dieses Gases in erzeugungsschwache aber nachfragestarke Zeiten (über Gasspeicher) - verringern.

2.5.1.5 Vergärung von Gülle

Die Bindung der Vergärung von Gülle an die Nutzung des erzeugten Gases an den Standort der Gaserzeugung gemäß § 44 Abs. 1 Nr. 1 EEG-RegE wird modernen Konzepten mit Gas-einspeisung und Nutzung in KWK-Anlagen nicht gerecht.

2.5.1.6 Flexibilitätzuschlag für sonstige Biomasse- und Gasarten

Darüber hinaus empfiehlt der BDEW, ebenso wie bei Biogas das Flexibilisierungspotential von Biomasse sowie Deponie-, Klär- und Grubengas in Bestandsanlagen besser als bisher nutzbar zu machen, indem der Flexibilitätzuschlag für Neuanlagen bzw. die vorgesehene Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen in §§ 50 ff. EEG-RegE auf alle Biomasse- und Gasarten erweitert wird. Dabei ist zu prüfen, inwiefern die Höhe des Flexibilitätzuschlags bzw. der Flexibilitätsprämie energieträgerspezifisch anzupassen sind.

Insoweit ist aufgrund der aktuellen Fassung von §§ 51 und 52 EEG-RegE außerdem unklar, ob sich der Anspruch auf den Flexibilitätzuschlag bzw. die Flexibilitätsprämie nicht nur auf

Biogas nach der Biomasseverordnung sondern auch auf Biogas aus Biomasse nach § 5 Nr. 14 e) EEG-RegE erstreckt, d. h. ob hier auch Klärgas und Deponiegas gemeint sind. § 51 Abs. 2 EEG-RegE spräche aufgrund der Bezugnahme auf §§ 42 und 43 EEG-RegE eher dagegen, während § 52 Satz 1 EEG-RegE den insoweit offenen Begriff "Biogas" enthält, zu dem über § 5 Nr. 7 i. V. Nr. 14 e) EEG-RegE auch Klärgas und Deponiegas gehören könnten.

2.5.1.7 Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen

Gemäß § 52 i. V. m. Anlage 3 EEG RegE gilt für sämtliche Bestandsanlagen die Flexibilitätsprämie nach EEG 2012 fast unverändert weiter. Zudem wird die Flexibilitätsprämie gedeckelt: Erreicht der Zubau der zusätzlich installierten Leistung nach dem 31. Juli 2014 den Wert von 1350 Megawatt, entfällt für zusätzlich installierte Leistung, die in dem Kalendermonat nach der erstmaligen Veröffentlichung eines aggregierten Zubaus von 1350 Megawatt bei dem Anlagenregister registriert wird, der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen.

Positiv hervorzuheben ist die Ergänzung der Voraussetzungen der Flexibilitätsprämie nach Anlage 3 Nr. I.1 d) des Regierungsentwurfs durch den Zusatz „nach allgemein anerkannten Regeln der Technik“, da in der Praxis erhebliche Auslegungsfragen bestanden, ob und welche Zusatzinvestitionen Anlagenbetreiber ggf. nachzuweisen haben. In diesem Zusammenhang regt der BDEW einen Verweis auf die UGA-Aufgabenleitlinie, z. B. in der Begründung, an.

Darüber hinaus empfiehlt der BDEW, ebenso wie bei Biogas das Flexibilisierungspotential von Biomasse sowie Deponie-, Klär- und Grubengas in Bestandsanlagen besser als bisher nutzbar zu machen, indem der Flexibilitätszuschlag für Neuanlagen bzw. die vorgesehene Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen in §§ 50 ff. EEG-RegE auf alle Biomasse- und Gasarten erweitert wird. Dabei ist zu prüfen, inwiefern die Höhe des Flexibilitätszuschlags bzw. der Flexibilitätsprämie energieträgerspezifisch anzupassen sind.

Insoweit ist aufgrund der aktuellen Fassung von §§ 51 und 52 EEG-RegE außerdem unklar, ob sich der Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag bzw. die Flexibilitätsprämie nicht nur auf Biogas nach der Biomasseverordnung sondern auch auf Biogas aus Biomasse nach § 5 Nr. 14 e) EEG-RegE erstreckt, d. h. ob hier auch Klärgas und Deponiegas gemeint sind. § 51 Abs. 2 EEG-RegE spräche aufgrund der Bezugnahme auf §§ 42 und 43 EEG-RegE eher dagegen, während § 52 Satz 1 EEG-RegE den insoweit offenen Begriff "Biogas" enthält, zu dem über § 5 Nr. 7 i. V. Nr. 14 e) EEG-RegE auch Klärgas und Deponiegas gehören könnten.

2.5.1.8 Aufhebung des Verbots der bilanziellen Teilbarkeit

Die Möglichkeit der bilanziellen Teilbarkeit ist Voraussetzung für einen Handel mit Bio-Erdgasprodukten - ein Werkzeug zur Handlungsfähigkeit der Akteure.

Das Verbot führte zu der Einschränkung, dass Biogasanlagen nur mit Rohstoffen einer Vergütungskategorie betrieben wurden. Eine Sammlung der Rest- und Abfallstoffe in der Fläche und Cofermentierung ist mit dem Verbot – durch die zwangsläufige Bildung eines anlagen-

spezifischen Produktes dessen Wert erst zum Ende eines Jahres bestimmbar wird - praktisch vom Markt ausgeschlossen.

Der BDEW begrüßt daher die Aufhebung des Verbots der bilanziellen Teilbarkeit (§ 45 Abs. 7 EEG-RegE) und sieht so eine lange geforderte Voraussetzung für den Handel mit Bioerdgas als erfüllt. Allerdings sollte die Neuregelung nicht auf die Anlagen, die dem EEG 2012 unterliegen, beschränkt werden. Auch im EEG 2009 wurden Rohstoffe, die unterschiedliche Vergütungshöhen haben, eingesetzt. Die bilanzielle Teilbarkeit muss daher für alle Anlagen mit Dokumentation in einem Massenbilanzsystem gelten.

2.5.1.9 Vergütungsfreie Mitverbrennung von Biomasse

Die Voraussetzung für die Vergütungsfähigkeit eines Biomassekraftwerks ist nach § 16 Abs. 1 EEG 2012 / § 19 EEG-RegE die ausschließliche Nutzung von Erneuerbaren Energien nach § 3 Nr. 3 EEG 2012 bzw. § 5 Nr. 14 EEG-RegE. Allerdings bestehen aufgrund von § 27 Abs. 5 Satz 1 EEG 2012 bzw. § 45 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 EEG-RegE Zweifel, wie die dort enthaltene Verwendung des Begriffes „Biomasse“ zu verstehen ist. Eine Klarstellung im Gesetzeswortlaut, dass hierunter nicht nur Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung, sondern auch sonstige Biomasse, z. B. der biologisch abbaubare Anteil aus Haushalten und Industrie zu verstehen ist, ist daher sinnvoll.

Angesichts der zunehmenden Knappheit verschiedener Biomassen, insbesondere betrifft dies den Altholzmarkt, führt eine ausschließliche Vergütungsfähigkeit bei Stromerzeugung aus Biomasse nach der Biomasseverordnung bereits heute zu energetisch ineffizienter Teilauslastung der Anlagen – eine Problematik, die sich in Zukunft noch verstärken dürfte.

Eine Zufeuerung anderer Brennstoffe würde es den Anlagenbetreibern erlauben, die Fahrweise energetisch und wirtschaftlich zu optimieren. Damit würde perspektivisch eine Möglichkeit geschaffen, Optimierungspotenziale zu heben. Mittel- bis langfristig würde dies auch zu einer Reduktion der Stromgestehungskosten von Biomasseanlagen führen. Um dem Ziel des EEG zu entsprechen, die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zu fördern, sollten allerdings keine konventionellen Brennstoffe genutzt werden.

Der BDEW empfiehlt deshalb eine gesetzliche Klarstellung dahingehend, dass auch die vergütungsfreie Mitverbrennung von Biomasse nach dem europäischen Biomassebegriff zugelassen wird. Der europäische Biomassebegriff umfasst z. B. auch Klärschlamm, Sieb- und Rechenreste aus Kläranlagen und Papierschlämme (besteht bei bestimmten Anlagen z. B. aus Naturhölzern). Es handelt sich also um Abfälle biogenen Ursprungs, die derzeit in Deutschland oft nur deshalb nicht mit verbrannt werden, weil sie in der BiomasseVO nicht genannt sind. Nach dem EEG soll nach Ansicht des BDEW demgegenüber weiterhin (dann quotal) nur Strom vergütet werden, der ausschließlich aus Erneuerbaren Energien und Grubengas im Sinne des EEG erzeugt wird, bei Biomasse beschränkt auf solche nach der Biomasseverordnung. Eine solche Regelung würde nicht nur zu einer Flexibilisierung der Biomasseanlagen sondern auch zu einer Entlastung der EEG-Umlage führen.

2.5.2 Wasserkraft

Der BDEW teilt die Auffassung des Gesetzgebers, dass der Bau oder die Modernisierung einer Wasserkraftanlage im Einklang mit dem Gewässer- und Umweltschutz und somit mit den Vorgaben des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG) stehen muss. Gleichwohl ist kritisch zu hinterfragen, warum der Gesetzgeber die unzweckmäßigen Förderrahmenbedingungen für Wasserkraftanlagen weiter aufrecht erhalten will.

Der BDEW hat bereits mehrfach, zuletzt mit den „Vorschlägen für eine grundlegende Reform des EEG“ vom 18. September 2013, darauf hingewiesen, dass die gegenwärtige Ausgestaltung des § 23 EEG 2012 eine Umsetzung der Zielvorgabe zum Ausbau oder zur Modernisierung der Wasserkraftnutzung in Deutschland nicht ermöglicht. Bestehende Wasserkraftanlagen, aber auch die wenigen sich in der Genehmigung befindlichen Neubauprojekte, sind durch die Forderung zur Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie besonders betroffen, was in der Konsequenz höhere Aufwendungen und z. B. Erzeugungsverluste aufgrund erhöhter Anforderungen an Durchgängigkeit und Mindestwasserführung zur Folge hat. Diese Anforderungen stellen für viele Wasserkraftanlagenbetreiber eine enorme Hürde dar, sodass der Aufwand bei Modernisierungen, die den wasserrechtlichen Anforderungen entsprechen, beträchtlich steigt. Die Folge daraus wäre, dass solche Maßnahmen nicht ergriffen werden. Der BDEW empfiehlt daher die Überprüfung der Zweckmäßigkeit der Höhe der Vergütungssätze gemäß § 38 Abs. 1 EEG-RegE.

2.5.2.1 Modernisierungs-/Ertüchtigungsmaßnahmen

Der BDEW regt an, dass der Gesetzgeber durch die Aufnahme einer entsprechenden Regelung zur Klärung der in der Praxis umstrittenen Frage beiträgt, ob ein Zubau eines Maschinensatzes eine Ertüchtigung im Sinne des § 38 Abs. 2 Satz 1 EEG-RegE oder eine Erweiterung der bestehenden Wasserkraftanlage darstellt.

Wenn der Zubau einer Turbine oder eines Maschinensatzes als Ertüchtigungsmaßnahme im Sinne des § 38 Abs. 2 Satz 1 EEG-RegE angesehen wird, kann aus Sicht des BDEW in Verbindung mit dem nachstehenden Änderungsvorschlag zu § 38 Abs. 3 EEG-RegE eine sachgerechte Steigerung des Investitionsanreizes erreicht werden und auf diese Weise die Ausbaupotenziale der Wasserkraft insbesondere an bestehenden Standorten erreicht werden.

Für den Fall, dass ein Zubau nicht als Ertüchtigungsmaßnahme im Sinne des § 38 Abs. 2 Satz 1 EEG-RegE angesehen werden kann, bittet der BDEW aus den genannten Gründen um Prüfung der Einführung einer Förderung in der gleichen Weise, wie sie für Neuanlagen vorgesehen ist.

Der BDEW regt außerdem an zu prüfen, ob die Fördersätze in § 38 Abs. 2 EEG-RegE auch dann gezahlt werden, wenn keine Erhöhung der installierten Leistung oder des Leistungsvermögens der Wasserkraftanlage vorliegt, sondern nur eine Verbesserung der Gewässerökologie und -morphologie im Sinne der im WHG vorgesehenen Maßnahmen. Dies käme in denjenigen Fällen zum Tragen, in denen eine Erhöhung der installierten Leistung oder des

Leistungsvermögens der Anlage technisch gar nicht möglich ist, eine „Verbesserung der Gewässerökologie und -morphologie“ aber durchführbar ist.

Der Regierungsentwurf sieht in § 38 Abs. 2 und Abs. 3 vor, dass ein Förderungsanspruch nur noch nach Durchführung einer Ertüchtigungsmaßnahme bestehen soll, mit der die installierte Leistung oder das Leistungsvermögen der Anlage erhöht wird. Zudem muss es sich um eine wasserrechtlich zugelassene Maßnahme handeln.

Allerdings sollten unter bestimmten Umständen auch Maßnahmen, die keiner wasserrechtlichen Zulassung bedürfen und eine Ertüchtigung im Sinne des § 38 Abs. 2 Satz 1 EEG-RegE darstellen, nach § 38 Abs. 1 EEG-RegE förderfähig sein. Dabei könnte es sich um Maßnahmen handeln, die an Wasserkraftanlagen vorgenommen werden, die nicht an oberirdischen Gewässern liegen und somit nicht dem Anwendungsbereich der einschlägigen Vorgaben des WHG und der Landeswassergesetze unterfallen. Hierzu zählen auch Ertüchtigungsmaßnahmen, die nicht mit einer wesentlichen Änderung der bestehenden Wasserkraftanlage einhergehen und deshalb keiner wasserrechtlichen Zulassung bedürfen. So sollte beispielsweise der Einbau einer wirkungsgradsteigernden Leittechnik, die nicht wasserrechtlich zulassungspflichtig ist, eine förderfähige Ertüchtigung darstellen. In diesen Fällen könnte die Einhaltung der Anforderungen des WHG durch die Wasserkraftanlage, wie derzeit in § 23 Abs. 4 Satz 3 Nr. 1 und Nr. 3 EEG 2012 geregelt, durch wasserbehördliche Bescheinigung oder ein Gutachten eines Umweltgutachters nachgewiesen werden. Sollten an der Validität von Umweltgutachten Zweifel bestehen, können Anforderungen an die nähere Ausgestaltung der Gutachten genauso innerhalb des EEG 2014 vorgesehen werden, wie Anforderungen an die konkreten Ertüchtigungsmöglichkeiten, die das Gesetz in diesen Fällen vorsehen kann.

2.5.2.2 Sachgerechte Förderung der Ertüchtigung von Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 5 MW nach § 38 Abs. 3 EEG-RegE

Der BDEW hält die Regelung für fragwürdig, dass der Anlagenbetreiber einer ertüchtigten Anlage nur auf den Anteil des Stroms einen Förderungsanspruch hat, der der Leistungserhöhung nach Abs. 2 Satz 1 zuzurechnen ist. In Bezug auf Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung von über 5 MW ist zu beachten, dass die Modernisierung mit dem Ziel der Leistungs- oder Erzeugungssteigerung, ebenso wie bei Anlagen ≤ 5 MW, fast ausnahmslos mit dem finanziell aufwändigen Austausch des vorhandenen Maschinensatzes sowie weiterer gewässerbaulicher Maßnahmen verbunden ist.

In der Vergangenheit hat diese Regelung keinen ausreichenden Anreiz dargestellt, um Bestandsanlagen zu modernisieren, da die Modernisierung einer bestehenden Anlage mit Kapitalaufwendungen verbunden ist, die oftmals in der Höhe einem Neubau gleichzusetzen sind.

In den vergangenen Jahren hat § 23 Abs. 3 EEG 2012 dazu geführt, dass Ausbaupotenziale insbesondere bei Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 5 MW nicht gehoben wurden. Dies steht der Erreichung der Ausbauziele zur Erzeugung von Strom aus Wasserkraft entgegen. Insofern sollten gerade für diese Anlagen Anreize zur Potenzialhebung gesetzt werden. Daher sollte ein Förderanspruch hinsichtlich des ertüchtigten Anlagenteils ge-

sondert vorgesehen werden. Dies betrifft zum einen die Betrachtung des ertüchtigten Anlagenteils, aber auch die Zugrundelegung der Bemessungsleistung nach § 38 Abs. 1 EEG-RegE, die sich lediglich nach dem ertüchtigten Anlagenteil bemessen sollte. Der BDEW empfiehlt daher § 38 Abs. 3 EEG-RegE wie folgt zu ändern:

Formulierungsvorschlag:

„(3) Für Strom aus Wasserkraft, der in Anlagen nach Absatz 2 Satz 1 mit einer installierten Leistung von mehr als 5 Megawatt erzeugt wird, besteht ein Anspruch auf finanzielle Förderung nur für den Strom, der dem ertüchtigten Teil der Anlage zuzurechnen ist, wobei als Bemessungsleistung derjenige Leistungsanteil zugrunde zu legen ist, der dem ertüchtigten Teil der Anlage zuzurechnen ist.“

§ 38 Abs. 3 Satz 2 EEG-RegE wäre dann zu streichen.

2.5.2.3 Änderung des Wasserhaushaltsgesetzes

Auf Artikel 12 des Regierungsentwurfs, der eine Änderung des § 35 Wasserhaushaltsgesetzes (WHG) vorsieht, ist aus Sicht des BDEW zu verzichten.

Die wasserrechtliche Zulassung der Gewässerbenutzung für den Betrieb einer Wasserkraftanlage kann bereits nach geltendem Recht nur bei Einhaltung der wasserrechtlichen Anforderungen, beispielsweise an die Mindestwasserführung nach § 33 WHG, an die Durchgängigkeit nach § 34 Abs. 1 WHG und an weitere spezifisch für Wasserkraftanlagen geltende Voraussetzungen nach dem bestehenden § 35 WHG erteilt werden. Auch die sich aus der Umsetzung der Europäischen Wasserrahmenrichtlinie (Richtlinie 2000/60/EG) ergebenden allgemeinen Vorgaben zur Erreichung eines guten ökologischen Gewässerzustands bzw. eines guten ökologischen Potenzials sind bei der Frage der Zulässigkeit eines Querbauwerks, einer Staustufe oder einer Wehranlage regelmäßig zu berücksichtigen. Die vorgeschlagene Regelung geht aber weit über die Vorgaben der Wasserrahmenrichtlinie und die entsprechenden bestehenden nationalen Umsetzungsvorschriften hinaus. So wird die Durchgängigkeit von Gewässern und der Fischschutz durch andere, weniger eingriffsintensive Maßnahmen als ein Zulassungsverbot für Laufwasserkraftanlagen mit durchgehender Querverbauung sichergestellt, etwa durch den Einbau von Fischaufstiegs- und Fischabstiegsanlagen.

Der Regelungsgehalt der vorgeschlagenen Regelung ergibt sich daher bereits im Wesentlichen aus den Anforderungen des Wasserhaushaltsgesetzes. Anders als durch das vorgeschlagene generelle Verbot neuer Querverbauungen für die Wasserkraftnutzung wird nach geltendem Recht aber unter Berücksichtigung der Anforderungen des WHG im Einzelfall eine Ermessensentscheidung getroffen. Damit kann und muss den Besonderheiten vor Ort Rechnung getragen werden.

Darüber hinaus erscheint es fraglich, dass eine Sonderregelung zum Verbot neuer Querbauwerke allein für die Wasserkraftnutzung gerechtfertigt ist. Für andere – in der Regelung nicht

näher aufgeführte Zwecke – soll auch zukünftig die Errichtung von Querbauwerken zulässig sein. Denkbar wäre demnach zukünftig die Errichtung einer Staustufe zur Sicherstellung der Schiffbarkeit eines Gewässers nicht aber zur Sicherstellung der Energieversorgung, die auf Erneuerbaren Energien beruht. Allerdings ist die Sicherstellung der Energieversorgung ebenso wie etwa eine verkehrliche Nutzung der Gewässer ein öffentliches Interesse, so dass die Unterscheidung dieser beiden Zielsetzungen nicht gerechtfertigt erscheint. Die Begründung des Gesetzentwurfs setzt sich mit dieser Frage nicht auseinander.

Eine Ungleichbehandlung von Laufwasserkraftwerken und zu anderen Zwecken errichteten Querbauwerken, Staustufen oder Wehranlagen ist aus Sicht des BDEW daher dringend zu vermeiden.

Durch ein generelles Verbot neuer Querbauwerke für die Wasserkraftnutzung würden pauschal, ohne sachliche Notwendigkeit und unter Inkaufnahme einer ungerechtfertigten Ungleichbehandlung bestehende Ausbaupotenziale für die klimafreundliche Wasserkraftnutzung ausgeschlossen.

Schließlich ist es sachlich verfehlt, bei der Novellierung eines Gesetzes, das in weiten Teilen der Förderung der Erneuerbaren Energien dient (EEG), die Nutzung der Wasserkraft von neuen technischen und ökologischen Voraussetzungen abhängig zu machen. Dabei erfassen die vorgeschlagenen Zulässigkeitsanforderungen zudem auch solche Wasserkraftnutzungen, die keinerlei Förderung nach dem EEG erhalten, insofern erscheint die vorgeschlagene Regelung „bei Gelegenheit“ als unangemessen.

2.5.3 Photovoltaik

2.5.3.1 Pilotprojekt zur Ausschreibung von PV-Freiflächenkraftwerken

Mit Blick auf die Photovoltaik sieht der Gesetzentwurf neben der Beibehaltung des atmenden Deckels ab 2017 eine Ausschreibung einer Kapazität von jährlich 400 MW für solare Freiflächenkraftwerke vor. Das Ausschreibungsmodell soll an Photovoltaik-Freiflächenanlagen im Rahmen eines Pilotprojektes (§ 53 i.V. mit § 85 EEG-RegE) durchgeführt werden. Die Ergebnisse sollen in die Ausschreibungsmodelle weiterer Energieträger wie Wind einfließen. Ziel des Ausschreibungsmodells sollte es sein, Energie kosteneffizient und versorgungssicher bereitzustellen. Der BDEW begrüßt die geplante wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe bei solaren Freiflächenkraftwerken, da ein solches Ausschreibungsprojekt aus Sicht des BDEW die Gelegenheit bietet, erste Erfahrungen mit wettbewerblichen Auktionsmechanismen zu sammeln, die bei der weiteren Entwicklung der Förderung der Erneuerbaren Energien (siehe „Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG“ des BDEW) genutzt werden können.

Auch vor dem Hintergrund der für 2017 anvisierten Umstellung des Fördersystems der Erneuerbaren Energien insgesamt auf Ausschreibungsmodelle kommt es jetzt darauf an, schnellstmöglich Erfahrungen mit der Anwendung des Pilotmodells für Freiflächen-Anlagen zu sammeln. Andernfalls fehlt der notwendige Erfahrungszeitraum. Kriterien und Verfahren müssen zügig formuliert werden, um bei Bauleitverfahren von zwölf Monaten ausreichend

Zeit für Projektentwicklungen zu haben. Insofern sollte ein Pilotvorhaben zur Ausschreibung von Erzeugungskapazitäten im Bereich der Erneuerbaren Energien schnellstmöglich umgesetzt werden.

Darüber hinaus könnte der Entfall des Vergütungsanspruchs bei Freiflächenanlagen erst sieben Monate nach Ausschreibung in diesem Zeitraum zu einem unerwünschten „Windhund“-Rennen bei Freiflächenanlagen führen. Der BDEW empfiehlt daher, diese Frist mit der Zusatzbedingung zu verknüpfen, dass z. B. die Bestellung der Module bereits zum Zeitpunkt der Ausschreibung der Pilotanlage erfolgt sein müsste.

2.5.3.2 Gemeinsamer atmender Deckel für PV-Anlagen

Daneben ist zu beachten, dass sich in der Übergangsphase bis zum Wirksamwerden der Ausschreibung die Steuerungswirkung über den aktuell übergreifend - d.h. gleichermaßen für kleine, meist nicht steuerbare PV-Anlagen und steuerbare PV-Großkraftwerke - wirkenden Deckel als problematisch erweist. So übersteigt derzeit die Degression des übergreifenden atmenden Deckels für alle Anlagentypen die Kostendegression bei größeren PV-Anlagen. Kleinere Anlagen entgehen dem Kostendruck durch die hohe und sogar wachsende Ersparnis durch Nutzung der bestehenden Regelungen für selbstverbrauchten Strom. Diese zusätzliche indirekte Vergütung für Selbstverbrauch führt dazu, dass PV-Anlagen auf Dächern und PV-Freiflächenanlagen im EEG wirtschaftlich ungleich behandelt werden. Deshalb ist es notwendig, bei der Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen grundsätzlich zwischen PV-Aufdachanlagen und Freiflächen-Solkraftwerken zu unterscheiden und die unterschiedlichen Anforderungen zu berücksichtigen.

Vor diesem Hintergrund besteht bereits vor der angestrebten Umsetzung des o. g. Pilotprojektes Handlungsbedarf:

1. Die im Koalitionsvertrag vorgesehene Ausschreibung des Zubaus von PV-Freiflächenkraftwerken ist ein Schritt in die richtige Richtung und sollte so schnell wie möglich umgesetzt werden. Ein solches Auktionsmodell ermöglicht ein substanzielles Lernen als Vorbereitung einer alle Technologien im Bereich der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien umfassenden Auktionierung.
2. Bis zur Umsetzung der Ausschreibung des Zubaus von PV-Freiflächenkraftwerken oder der vorherigen Schaffung eines Level-Playing-Fields sollte die Degression gemäß § 20b Abs. 2 bis 9 EEG 2012 für steuerbare PV-Freiflächenkraftwerke ausgesetzt werden (Stand 31.12.2013).
3. Aus Sicht des BDEW sollten zur Erhaltung eines ausgewogenen Erzeugungsmixes im Bereich der Erneuerbaren Energien der beschlossene 52-GW-Deckel gemäß § 20b Abs. 9a EEG 2012 beibehalten und die installierte Leistung aller PV-Anlagenarten bei der Berechnung der Degression gemäß § 20b Abs. 2 bis 9 EEG 2012 berücksichtigt werden. Dies ist erforderlich, damit durch die vorgeschlagene Regelung kein weiterer Fördertatbestand entsteht, der zu zusätzlichen Belastungen für die Letztverbraucher führt.

4. Der BDEW befürwortet, dass den vor Ort betroffenen Kommunen die Möglichkeit eingeräumt wird, eigenständig über Ausnahmeregelungen im Hinblick auf die bestehenden Einschränkungen (Konversionsflächen, Größenbeschränkungen etc.) zu entscheiden - soweit das jeweilige PV-Freiflächenkraftwerk am Netzverknüpfungspunkt technisch eine netzstützende Funktion erfüllt und dadurch Netzausbau sowie damit verbundene Kosten vermieden werden. (Hintergrund: siehe BDEW-Positionspapier „Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG“)
5. Angesichts der von der Bundesregierung sowie vom BDEW angestrebten Akteursvielfalt im Zuge von Ausschreibungsprozessen für Erneuerbare Energien, des von der Bundesregierung festgelegten Ausbaupfades für die Photovoltaik von 2,5 bis 3,5 GW pro Jahr, den systemischen und volkswirtschaftlichen Vorteilen solarer Großkraftwerke (vgl. „Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG“) erscheinen 400 MW als Ausschreibungsmenge zu gering dimensioniert.

2.5.4 Windenergie an Land

Der zwischenzeitlich mit dem Regierungsentwurf angepasste Verlauf des Referenzertragsmodells ermöglicht den volkswirtschaftlich kosteneffizienten Ausbau von Windkraftanlagen an mittleren bis guten Standorten. Das ist ausdrücklich zu begrüßen.

Im Zusammenhang mit dem Ausbau der Windenergienutzung an Land ist aus Sicht des BDEW die vorgesehene Einführung eines atmenden Deckels jedoch zu hinterfragen. Richtig ist, dass der für Photovoltaik geltende atmende Deckel im Jahr 2013 die erwünschte steuernde Wirkung entfalten konnte. Allerdings ist zu bezweifeln, dass die Einrichtung eines atmenden Deckels für weitere Technologien angesichts längerer Planungshorizonte das richtige Instrument ist. So würde beispielsweise ein atmender Deckel für die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen an Land neben einer deutlichen Steigerung der Anzahl der Vergütungskategorien und damit auch des administrativen Aufwands dazu führen, dass Investoren zum Zeitpunkt der Investition nicht antizipieren könnten, wie sich bis zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme ihrer Erzeugungsanlage der Vergütungsanspruch entwickelt. Das schafft Planungssicherheiten, die im Ergebnis zu Mehrkosten beim Ausbau der Erneuerbaren Energien führen.

Hinzu kommt, dass die Errichtung von Windkraftanlagen technisch deutlich anspruchsvoller ist als die Errichtung von PV-Anlagen. Dies führt zu einer Knappheit bei den Errichtungskapazitäten, sodass im Ergebnis kein unkontrollierter Zubau von Windkraftanlagen zu erwarten ist. Angesichts der oben aufgeführten Überlegungen rät der BDEW daher von der Einführung des atmenden Deckels bei Windkraftanlagen ab. Sofern dennoch aus politischen Motiven an einem atmenden Deckel festgehalten wird, müssen die langen Planungshorizonte für Windkraftanlagen unbedingt bei der zeitlichen Wirkung der Degression entsprechend berücksichtigt werden.

Daneben ist aus Sicht des BDEW zu hinterfragen, wieso der atmende Deckel bei Windkraftanlagen bereits bei geringen Abweichungen vom angestrebten Ausbaukorridor (+/- 200 MW) greifen soll, während bei Photovoltaik der atmende Deckel erst ab einer Abweichung von

1000 MW zu greifen beginnt. Dies ist angesichts der im Vergleich zu PV-Aufdachanlagen deutlich geringeren Auswirkungen der Stromerzeugung aus Windkraftanlagen auf die EEG-Differenzkosten nicht nachvollziehbar.

2.5.5 Windenergie auf See

Die mit dem Regierungsentwurf vorgenommenen Anpassungen beim Stauchungsmodell und bei der Menge der zuweisbaren Netzanschlusskapazität ermöglichen ein volkswirtschaftlich kosteneffizientes Erreichen der Ausbauziele im Hinblick auf die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen auf See und wahren gleichzeitig die Investitionssicherheit.

2.6 Ausnahmetatbestände zur Befreiung von der EEG-Umlagepflicht

2.6.1 Verlustenergie

Der BDEW begrüßt die Ausnahme der Verlustenergie von der EEG-Umlage in § 57 Abs. 4 Satz 3 EEG-RegE, da Verlustenergie in keinen Fall mit einer Lieferung an den Letztverbraucher gleichzustellen ist. Die Freistellung der Verlustenergie von der EEG-Umlage in § 57 Abs. 4 EEG-RegE parallel zur Freistellung von Stromspeichern suggeriert jedoch, dass Verlustenergie von den Netzbetreibern „verbraucht“ würde. Dies ist aufgrund der physikalischen Notwendigkeit von Verlustenergie unzutreffend.

Der BDEW nimmt zur Kenntnis, dass die Gesamtdefinition des Begriffs „Letztverbraucher“ ausweislich der Begründung zu § 5 Nr. 24 des Regierungsentwurfs insbesondere mit Rücksicht auf die Letztverbraucherdefinition von Speichern noch nicht abgeschlossen ist. Dessen unbeschadet sollte in diesem Zusammenhang dann folgende Definitionserweiterung von § 57 Abs. 4 EEG-RegE in § 5 Nr. 24 übertragen werden:

Formulierungsvorschlag:

„Verlustenergie nach § 10 Stromnetzzugangsverordnung stellt keinen Stromverbrauch eines Letztverbrauchers im Sinne von Halbsatz 1 dar.“

Hierdurch wird die Frage vermieden, inwieweit der Bezug von Verlustenergie im Rahmen des EEG 2009 und 2012 EEG-umlagepflichtig war, die durch die Verlagerung der Ausnahme in § 57 Abs. 4 EEG-RegE nunmehr entsteht.

2.6.2 EEG-Umlagebefreiung für Speicher

Gemäß den Aussagen des Koalitionsvertrages (Seite 57) sollte eine Befreiung von Energiespeichern von der EEG-Umlage und anderen Letztverbraucherabgaben geprüft werden. Das ist ausdrücklich zu begrüßen. Der BDEW erarbeitet gegenwärtig ein Positionspapier zur Defi-

inition des Begriffs „Energiespeicher“, in dessen Rahmen dem Gesetzgeber zeitnah Vorschläge zu den regulatorischen Rahmenbedingungen für Energiespeicher vorgelegt werden sollen.

Dabei wird unter anderem auch geprüft, ob Lösungen außerhalb von klassischen Energiespeichern (z. B. Pumpspeicherkraftwerken) einbezogen werden können, bei denen zum Beispiel Pumpstrom (z. B. für die Trinkwasserversorgung) in Trinkwasserturbinen energetisch zurückgewonnen wird.

In diesem Zusammenhang ist auch zu prüfen, ob § 57 Abs. 4 EEG-RegE um eine Regelung zur Befreiung von Power-to-Gas- und Power-to-Heat-Anlagen von der EEG-Umlage erweitert werden sollte, durch die z. B. ein Abregeln von EEG-geförderten Anlagen vermieden werden kann.

Außerdem ist zwingend sicherzustellen, dass durch die jetzige Legaldefinition nicht dem im Koalitionsvertrag festgelegten Prüfprozess zur Letztverbrahereigenschaft von Energiespeichern vorweggegriffen wird. Daher unterstreicht der BDEW die Aussage in der Gesetzesbegründung (S. 168), wonach die Aufnahme einer Definition nicht dem genannten Prüfprozess vorweggreife und zudem nach Abschluss dieser Prüfung eine eventuelle Anpassung der Definition des Begriffs "Letztverbraucher" erfolge.

2.7 Administrativer Aufwand

2.7.1 Atmender Deckel bei Windkraftanlagen

Aus Sicht des BDEW ist die Einführung eines atmenden Deckels bei Windkraftanlagen an Land weder erforderlich noch sinnvoll (siehe Kapitel 2.6). So würde beispielsweise ein atmender Deckel für die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen an Land nicht nur zu Planungsunsicherheiten bei Investoren, sondern auch zu einer deutlichen Steigerung der Anzahl der Vergütungskategorien und damit auch des administrativen Aufwands führen.

2.7.2 Anlagenregister

Aus Sicht des BDEW ist mit der Einführung ein nicht unerheblicher Erfüllungsaufwand in der Einführungsphase verbunden. Dennoch ist dieser gerechtfertigt. Denn aufgrund der zunehmenden Dargebotsabhängigkeit, Dezentralität und Komplexität der Stromerzeugung bedarf es neuer Instrumente, die Transparenz über alle relevanten Stromerzeugungskapazitäten und steuerbaren Lasten schaffen.

Der BDEW begrüßt daher das Bestreben, ein Anlagenregister für Stammdaten von Erneuerbare-Energien-Erzeugungsanlagen einzuführen. Positiv ist, dass mit dem vorliegenden Gesetzentwurf eine Ausweitung dieses Registers auf alle Erzeugungsanlagen vorgesehen ist. Damit könnten grundlegende Daten für viele energiewirtschaftliche und energiepolitische Entscheidungsprozesse bereitgestellt werden und die Konsistenz und Vereinheitlichung heute schon bestehender Meldepflichten erreicht werden. Eine Erfassung von Bewegungsdaten,

wie im § 90 Nr. 9 EEG-RegE dargestellt, ist dagegen nicht zielführend und würde sich mit den Tätigkeiten im Energieinformationsnetz stark überschneiden.

Zu prüfen ist hierbei, ob eine Zugriffsbefugnis des Direktvermarkters auf die Daten der jeweiligen Anlagen, die im Anlagenregister geführt werden und für die er die Direktvermarktung durchführt, gewährt wird. Ebenso sollte gewährleistet werden, dass Dritte, die die Daten für statistische Auswertungen nutzen, weiterhin Zugriff auf anlagenscharfe Daten im bisherigen Umfang haben. Wenn möglich, sollte dies noch im Rahmen der laufenden EEG-Novelle im Regierungsentwurf veranlasst werden.

Als einen konkreten Vorschlag zur Vereinfachung der Abwicklungsprozesse ist aus Sicht des BDEW zu diskutieren, ob die BNetzA als Betreiber des vorgesehenen Anlagenregisters auch die rechtsverbindliche Einstufung der gemeldeten Anlagen in die Vergütungskategorien nach dem EEG 2014 vornehmen sollte.

2.7.3 Vergütungskategorien

Die im Gesetzentwurf enthaltene Degressionsregel nach §§ 25- 29 EEG-RegE in Verbindung mit § 35 Abs. 3 EEG-RegE würde nach Ansicht des BDEW zu einer Verdreifachung der Anzahl der Vergütungssätze führen und darüber hinaus auch die Kompensation der Vermarktungskosten (Managementprämie) der Degression unterziehen. Zu Behebung dieses Problems empfiehlt der BDEW die Anpassung der Degressionsregelung in § 35 Abs. 3 EEG-RegE:

Formulierungsvorschlag:

„(3) Die Höhe der Einspeisevergütung berechnet sich aus den anzulegenden Werten und den §§ 20 bis 30, wobei von den anzulegenden Werten ~~vor~~ nach der Absenkung nach §§ 25 bis 29

0,2 Cent pro Kilowattstunde für Strom im Sinne der §§ 38 bis 46 abzuziehen ist und

0,4 Cent pro Kilowattstunde für Strom im Sinne der §§ 47 bis 49 abzuziehen ist.“

Begründung:

Gemäß § 25 EEG-RegE erfolgt die Degression wie folgt:

1. Marktprämie = anzulegender Wert * (100% – Degressionssatz); dann runden
2. Vergütung kleine Anlagen = (anzulegender Wert abzüglich 0,2 bzw. 0,4 ct/kWh) * (100% - Degressionssatz); dann runden

Das bedeutet, dass die energieträgerspezifische Degression den Abzug der „ehemaligen“ Managementprämie erfasst. Aus Sicht des BDEW ist nicht nachvollziehbar, warum bei Geothermie die Vermarktungskosten einer Degression von 5%/Jahr und bei Wasserkraft von 1 %/Jahr unterliegen sollten.

Dies und die Rundung auf zwei Nachkommastellen am Ende der jeweiligen Berechnungen führen dazu, dass sich die Vergütungssätze bereits nach dem ersten Jahr der Degression (2015) nicht mehr ineinander umrechnen lassen, was wiederum eine Verdopplung der berechnungsrelevanten Vergütungssätze zur Folge hat (Beispiel folgt weiter hinten).

Weiterhin führt dies durch die Rundung auf 2 Nachkommastellen dazu, dass der anzulegende Wert und die Einspeisevergütung getrennt gerundet werden, so dass diese Differenz je nach Rundung auch noch zufällig von Jahr zu Jahr um +/- 0,01 ct/kWh schwanken kann. Die Folge ist, dass der Verwaltungsaufwand immens steigt, da sich weder die Marktprämie noch die Ausfallvergütung aus der Einspeisevergütung ableiten lässt (oder umgekehrt). Tatsächlich müssten für diese Vergütungsformen verschiedene Vergütungssätze (= Vergütungskategorien) ausgewiesen werden:

1. anzulegender Wert für Marktprämien-Direktvermarktung
2. Einspeisevergütung

In der Praxis bedeutet dies eine Verdopplung der Anzahl der Vergütungskombinationen für Neuanlagen.

Beispiel für die Entwicklung der Fördersätze:

Deponiegas: 8,42 ct/kWh für 2014 für Leistungsstufe 0 bis 500 kW und 5,83 ct/kWh für Leistungsstufe 500 bis 5000 kW, Degression 1,5 %/Jahr, Vermarktungskosten: 0,2 ct/kWh

Zunächst die ungerundeten Werte (hier auf 4 Nachkommastellen gerundet) für die Leistungsstufe bis 500 kW:

Jahr	Anzulegender Wert	Einspeisevergütung	Differenz
2014	8,4200	8,2200	0,2000
2015	8,2937	8,0967	0,1970
2016	8,1693	7,9752	0,1940
2017	8,0468	7,8556	0,1911

Nun die gerundeten Werte (2 Nachkommastellen)

Jahr	Anzulegender Wert	Einspeisevergütung	Differenz
2014	8,42	8,22	0,20
2015	8,29	8,10	0,19
2016	8,17	7,98	0,19
2017	8,05	7,86	0,19

Es ist am Beispiel erkennbar, dass bereits im ersten Jahr der Degression (2015) die erwähnten Rundungseffekte auftreten, wodurch die (degressiv gesenkten!) Vermarktungskosten von 0,1970 ct/kWh auf 0,19 ct/kWh entgegen den Rundungsregeln gerundet werden – abgesehen davon, dass sie überhaupt in die Degression eingeschlossen sind. Dies ergibt sich, weil die Spalten „anzulegender Wert“ und „Einspeisevergütung“ jeweils eigenständig der Degression unterliegen und getrennt gerundet werden.

Betrachtet man in gleicher Weise die zweite Leistungsstufe 500 bis 5000 kW, so sinkt die Differenz im Jahr 2015 zwar ebenfalls auf 0,19 ct/kWh, steigt aber im Jahr 2016 sogar wieder auf 0,20 ct/kWh an:

Jahr	Anzulegender Wert	Einspeisevergütung	Differenz
2014	5,83	5,63	0,20
2015	5,74	5,55	0,19
2016	5,66	5,46	0,20
2017	5,57	5,38	0,19

Das heißt, dass im Jahr 2016 die Vermarktungskosten für die Leistungsstufe bis 500 kW nur 0,19 ct/kWh, für die Leistungsstufe 500 bis 5000 kW aber bei 0,20 ct/kWh betragen!

Würde man dagegen den Abzug in § 35 Abs. 3 EEG-RegE nach der Degression vornehmen, erhielte man ungerundet

Jahr	Anzulegender Wert	Einspeisevergütung	Differenz
2014	8,4200	8,2200	0,2000
2015	8,2937	8,0937	0,2000
2016	8,1693	7,9693	0,2000
2017	8,0468	7,8468	0,2000

und gerundet

Jahr	Anzulegender Wert	Einspeisevergütung	Differenz
2014	8,42	8,22	0,20
2015	8,29	8,09	0,20
2016	8,17	7,97	0,20
2017	8,05	7,85	0,20

also das, was man eigentlich erwarten würde. Das ist universell der Fall, so dass auf weitere Beispiele verzichtet wird.

2.8 Ergänzende Vorschläge zum vorliegenden Gesetzesentwurf

2.8.1 Grünstromprodukte mit grüner Eigenschaft

Zudem sieht der BDEW Handlungsbedarf, auch zukünftig Endkunden-Produkte mit deutschem EE-Strom rechtlich zu ermöglichen. Aufgrund des weiter zu Recht bestehenden Doppelvermarktungsverbot ist es ohne Zukauf von Zertifikaten nicht möglich, grünen Strom aus Anlagen im Marktprämienmodell an Endkunden zu verkaufen. Andererseits könnte die Weitergabe der grünen Eigenschaft aus heimischen EE-Erzeugungsanlagen dazu beitragen, die Energiewende bei den Verbrauchern attraktiver zu verankern. Der BDEW empfiehlt daher, eine Verordnungsermächtigung zu erlassen, die die Einführung eines noch zu entwickelnden, zusätzlichen und optionalen Direktvermarktungsmodells ermöglicht.

Die zu erlassende Verordnung muss sicherstellen, dass die von allen Elektrizitätsversorgungsunternehmen geleisteten Beiträge zur Erreichung des Zwecks dieses Gesetzes, insbesondere in Form von Zahlungen der EEG-Umlage, sonstigen Zahlungen im Zusammenhang mit dem Erwerb von Strom aus nach diesem Gesetz förderfähigen Anlagen oder von Strom aus anderen Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien sowie in Form von Leistungen zur Systemintegration der Erneuerbaren Energien, in einem insgesamt angemessenen Verhältnis zur Berechtigung der Kennzeichnung des im Wege der Grünstrom-Direktvermarktung vermarkteten Stroms als Strom aus „sonstigen Erneuerbaren Energien“ oder aus „Erneuerbaren Energien, gefördert nach dem EEG“ stehen und eine Überförderung von Anlagenbetreiberinnen oder Anlagenbetreibern nicht stattfindet.

Bei der Entwicklung des Modells muss die Kosten-Neutralität gegenüber dem bestehenden System gewahrt und das Doppelvermarktungsverbot beachtet werden. Gleichzeitig ist der Abwicklungsaufwand so gering wie möglich zu halten. Nicht zuletzt ist angesichts des laufenden Beihilfepauptprüfverfahrens zum EEG 2012 darauf zu achten, dass das zu entwerfende Modell mit den europarechtlichen Binnenmarkt Vorgaben vereinbar ist.

Formulierungsvorschlag:

(1) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie wird ermächtigt, zum Zweck der Verbesserung der Markt- und Systemintegration Erneuerbarer Energien oder zum Zweck der Verringerung der Höhe der von allen Elektrizitätsversorgungsunternehmen erhobenen EEG-Umlage sowie zum Zweck der rechtssicheren Umsetzung des Art. 3 Abs. 9 Ziffer a) der Richtlinie 2009/72/EG nach Maßgabe dieser Vorschrift ohne Zustimmung des Bundesrates Regelungen zu treffen, die eine Direktvermarktung des Stroms unter Kennzeichnung der Grünstrom-Qualität ermöglichen (Grünstrom-Direktvermarktung).

(2) Die Verordnung kann zu diesem Zweck

a) Kriterien und Anforderungen festlegen, die von Anlagenbetreibern und Elektrizitätsversorgungsunternehmen erfüllt werden müssen, um an einem System zur Grünstrom-Direktvermarktung teilnehmen zu dürfen; die Verordnung kann insbesondere als Voraussetzung für die Teilnahme an einem System der Grünstrom-Direktvermarktung Anforderungen an die Beschaffenheit der von den teilnehmenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen an Letztverbraucher gelieferten Strommengen stellen und Mindestanteile an Strom verlangen, für den der Anlagenbetreiber Anspruch auf eine Förderung nach § 19 in Verbindung mit §§ 38 bis 49 sowie entsprechenden Regelungen der Vorgängerfassungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes hat; sie darf darüber hinaus die Teilnahme an einem System der Grünstrom-Direktvermarktung von näher zu bestimmenden Zahlungen der teilnehmenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen an die Übertragungsnetzbetreiber oder an Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber abhängig machen; insoweit trifft die Verordnung in Abweichung von Anlage 1 Regelungen zur Berechnung einer reduzierten Marktprä-

mie² sowie in Abweichung von § 57 Abs. 2 Regelungen zur Berechnung einer reduzierten EEG-Umlage, wenn und soweit ein Anlagenbetreiber oder ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen an dem System der Grünstrom-Direktvermarktung teilnimmt,

b) abweichend von § 74 im Rahmen der Stromkennzeichnung Regelungen treffen, wonach Strom, der in der Form des § 20 Abs. 1 Nr. 1 von einem Anlagenbetreiber auch über einen Dritten an ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur Belieferung von Letztverbrauchern verkauft wird, als Strom aus „sonstigen Erneuerbaren Energien“ oder aus „Erneuerbaren Energien, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ gekennzeichnet werden darf,

c) abweichend von § 75 Abs. 1 die Ausstellung von Herkunftsnachweisen oder Kennzeichnungsrechten für diesen Strom regeln,

d) das Verfahren zur Erfüllung und zum Nachweis dieser Anforderungen regeln und hierbei soweit erforderlich Ergänzungen oder Abweichungen zu den in diesem Gesetz bestimmten Verfahrensregelungen vornehmen, insbesondere zu Melde-, Kennzeichnungs- und Veröffentlichungspflichten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Übertragungsnetzbetreiber.

(3) Die Verordnung kann Regelungen zulassen, nach denen der Anspruch der Übertragungsnetzbetreiber auf Zahlung der EEG-Umlage für diejenigen Elektrizitätsversorgungsunternehmen sinkt oder entfällt, die nachweisen, dass ihre Stromlieferungen an Letztverbraucher teilweise oder vollständig durch Strom aus Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien nach Absatz 2 Buchstabe a erfolgen und dass die durchschnittlichen Mehrkosten durch den Ankauf dieses Stroms für dieses Elektrizitätsversorgungsunternehmen der EEG-Umlage des jeweils geltenden Kalenderjahres entsprechen. Weitere Voraussetzung für die Senkung oder das Entfallen des Zahlungsanspruchs nach Satz 1 ist, dass die Höhe der EEG-Umlage für andere Elektrizitätsversorgungsunternehmen durch diese Teilnahme des jeweiligen Anlagenbetreibers oder des Elektrizitätsversorgungsunternehmens am System der Grünstrom-Direktvermarktung nicht steigt. Soweit dies insbesondere zur Sicherstellung einer äquivalenten EEG-Kostentragung der teilnehmenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen erforderlich ist, kann die Verordnung gegenüber diesem Gesetz ergänzende oder abweichende Regelungen treffen im Hinblick auf Ausgleichsansprüche zwischen Übertragungsnetzbetreibern sowie zwischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Übertragungsnetzbetreibern.

² Sollte dieser Vermarktungsansatz gänzlich auf die Zahlung einer Marktprämie verzichten, wäre diese Passage einschließlich nachfolgendem Buchstaben c zu streichen.

2.8.2 Synchronisation des Verteilnetzausbaus mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien

Die Synchronisation des Verteilnetzausbaus mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien ist leider nicht im Regierungsentwurf zum EEG 2014 enthalten. Im Hinblick auf die kommenden notwendigen Allokationssignale für EE-Anlagen soll an dieser Stelle auf die im BDEW-Positionspapier "Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG" enthaltenen Darstellungen hingewiesen werden. Die entsprechenden Grundlagen sollten schon jetzt im Rahmen der Entschädigungsregelung bei Einspeisemanagementmaßnahmen angelegt werden (vgl. nachfolgend unter Nr. 4.6).

Darüber hinaus erarbeitet der BDEW aktuell ergänzende Vorschläge, die durch eine Verbesserung der Kommunikation zwischen potentiellen EE-Investoren und Verteilnetzbetreibern eine frühzeitige und vorausschauende Netzausbauplanung ermöglichen sollen.

2.9 Weitere Juristische Hinweise

2.9.1 Netzanschluss und Einspeisemanagement

Das in § 8 Abs. 2 EEG-RegE beschriebene Wahlrecht des Anlagenbetreibers in Bezug auf den Netzverknüpfungspunkt knüpft sich an die Bedingung, dass die entstehenden Mehrkosten unerheblich sind. In den vorangegangenen Referentenentwürfen des EEG wurde diese Formulierung durch ein 10%-Kriterium im Gesetzestext oder in der Begründung ergänzt. Der Wegfall dieses Kriteriums im RegE-EEG wird vom BDEW kritisch gesehen, da erneut Rechtsunsicherheit geschaffen wird. Der BDEW fordert daher eine Wiederaufnahme des 10%-Kriteriums in § 8 Abs. 2 RegE, zumindest aber eine Berücksichtigung in der Gesetzesbegründung.

Der BDEW begrüßt, dass in § 9 Abs. 3 EEG-RegE "sonst in unmittelbarer Nähe" gegen "Gebäude" ersetzt worden ist. Die Rangfolge zwischen "Grundstück" und "Gebäude" ist aber unklar und wird durch die Gesetzesbegründung nicht klarer. Sollte auch im Falle einer Grundstücksüberschreitung das Gebäude maßgeblich sein, z.B. im Falle einer grundstücksübergreifenden Halle, sollte die Regelung wie folgt formuliert werden:

Formulierungsvorschlag:

"... sich auf demselben Grundstück oder, im Falle einer Grundstücksüberschreitung, auf demselben Gebäude befinden und"

Der Verstoß gegen § 9 Abs. 1, 2, 5 und 6 EEG-RegE wird nach § 24 Abs. 2 Nr. 1 EEG-RegE weiterhin mit einer Absenkung auf den Monatsmarktwert sanktioniert. Der BDEW bezweifelt die hinreichende Wirksamkeit einer Vergütungsreduzierung auf den Monatsmarktwert, zumal im Falle von § 9 Abs. 1, 2 und 6 EEG-RegE auch die Netzsicherheit betroffen ist. Der BDEW

empfiehlt daher in diesen Fällen wie in § 17 Abs. 1 EEG 2012 eine Vergütungsabsenkung auf null.

Der BDEW weist daraufhin, dass eine Anpassung in § 10 Abs. 2 EEG-RegE hinsichtlich der technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers vorgenommen werden sollte.

Formulierungsvorschlag:

"(2) Die Ausführung 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 vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 18. Dezember 2007 (BGBl. I S. 2966) geändert worden ist, entsprechen. Die technischen Anforderungen des Netzbetreibers müssen angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein und dürfen nicht ungünstiger sein, als sie von den Betreibern der Energieversorgungsnetze in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen angewendet werden."

Angesichts der Vielzahl von EEG-Anlagen ist es erforderlich, die Einzelfallregelung für Anforderungen an den Netzanschluss und die Sicherheitseinrichtungen zu standardisieren und damit auch für die Anlagenbetreiber vorhersehbar zu machen. Die individualisierten Technischen Anforderungen in § 10 Abs. 2 EEG-RegE sollten daher – wie für alle anderen dezentralen Einspeiser – auf die standardisierten technischen Mindestanforderungen des Netzbetreibers nach dem EnWG umgestellt werden.

Netzbetreiber sehen sich immer größeren Problemen ausgesetzt, die Verbindlichkeit der Anforderungen der technischen Richtlinien für Mittel-, Hoch- und Höchstspannung gegenüber Anlagenbetreibern klarzustellen und damit die Netz- und Systemsicherheit zu gewährleisten. Die Formulierung im neuen Satz 2 stellt wortwörtlich auf die im Zweifel ohnehin geltenden Anforderungen des § 17 Abs. 1 EnWG ab. Ein Vertragsschluss zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber wäre weiterhin nicht notwendig.

2.9.2 Messung

In § 10 Abs. 1 EEG-RegE fehlt weiterhin eine Klarstellung, inwieweit auf die Messregelungen des EnWG ergänzend verwiesen wird und ob es insbesondere ab dem Zeitpunkt des verpflichtenden Einbaus von Messsystemen nach § 21c EnWG bei einer Zuständigkeit des Anlagenbetreibers für die Einspeisungs-Messeinrichtung bleibt.

Die angekündigte engere Verzahnung von EEG und EnWG, die stärkere Heranziehung von Erzeugungsanlagen und schaltbaren Lasten zur Erbringung von Systemdienstleistungen und die geplante umfassendere Marktintegration von Erneuerbare-Energien-Anlagen wird sich in einer umfassenden Verpflichtung zur Einbindung von Erneuerbare-Energien-Anlagen und

schaltbaren Lasten in intelligente Messsysteme niederschlagen. Die Einbindung in dieses komplexe und vernetzte System setzt auch voraus, dass die dafür vorgesehenen Sicherheitsmaßstäbe eingehalten werden. Hier dürfen keine Lücken entstehen, die ggf. das gesamte System gefährden können. Eine Differenzierung der Regelung mit Blick auf die Messung zwischen EEG und EnWG erscheint in diesem Zusammenhang nicht mehr sinnvoll. Daher schlägt der BDEW vor, den § 10 Abs. 1 EEG-RegE wie folgt zu fassen:

Formulierungsvorschlag:

"Anlagenbetreiberinnen und -betreiber sind berechtigt, den Anschluss der Anlagen sowie die Einrichtung und den Betrieb der Messeinrichtungen einschließlich der Messung von dem Netzbetreiber oder einer fachkundigen dritten Person vornehmen zu lassen. Für den Messstellenbetrieb und Messung gelten die Vorschriften der §§ 21b bis 21h des Energiewirtschaftsgesetzes und der auf Grund von § 21i des Energiewirtschaftsgesetzes erlassenen Rechtsverordnungen."

Korrespondierend sollte § 16 EEG-RegE wie folgt angepasst werden:

Formulierungsvorschlag:

"Die notwendigen Kosten des Anschlusses von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas an den Verknüpfungspunkt nach § 8 Abs. 1 oder 2 sowie der notwendigen Messeinrichtungen zur Erfassung des gelieferten und des bezogenen Stroms trägt die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber. Für Messung und Messstellenbetrieb kann der Messstellenbetreiber ein Entgelt erheben."

Begründung:

Der Anwendungsbereich des Verweises, insbesondere die Frage, ob die "Grundzuständigkeit" des Anlagenbetreibers für die Messung/ den Messstellenbetrieb aufgehoben werden soll oder nicht, ist in der Praxis wie auch die Anwendbarkeit der weiteren EnWG-Vorschriften umstritten (vgl. die Entscheidung der Clearingstelle EEG im Verfahren 2012/7 und die hierzu abgegebenen Verbändestellungnahmen). Ebenso weist der Zwischenbericht zum EEG-Erfahrungsbericht (Vorhaben III rechtliche und instrumentelle Weiterentwicklung des EEG) zu diesem Punkt auf erheblichen Anpassungsbedarf hin (vgl. Satz 159). Die Streichung in Satz 1 führt dazu, dass die EnWG-Vorschriften für Messung und Messstellenbetrieb vollumfänglich für das EEG gelten. Da EEG- und KWK-G-Anlagen durch den Messstellenbetreiber mit Messsystemen auszustatten sind, müssen auch die Anforderungen an die eingesetzte Technik identisch sein. Somit stellt das EE dann für die Messung kein eigenständiges Regime hinsichtlich der Zuständigkeit und der technischen Eigenschaften auf.

Der Netzbetreiber ist daraufhin grundzuständiger Messstellenbetreiber und der Anlagenbetreiber kann einen dritten Messstellenbetreiber wählen, § 21b EnWG. Der BDEW weist außerdem darauf hin, dass die Festlegungen der BNetzA, u.a. die Festlegung zu den Wechselprozessen im Messwesen, die derzeit nicht für Einspeiser gilt, entsprechend anzupassen sind. Als Konsequenz ist auch § 16 EEG-RegE zu präzisieren. Der verantwortliche Messstellenbetreiber hat den ordnungsgemäßen Messstellenbetrieb und die ordnungsgemäße Messung zu gewährleisten. Er soll dafür ein Entgelt für Messung und Messstellenbetrieb in Rechnung stellen können. In diesem Punkt ist daher das EEG hinsichtlich der Kostentragung an die EnWG-Vorschriften anzupassen. Hierbei ist zu beachten, dass der Netzbetreiber nach § 21b Abs. 1 EnWG als grundzuständiger Messstellenbetreiber den regulierungsrechtlichen Anforderungen des EnWG unterliegt.

Weiterhin sollte § 96 Abs. 1 Nr. 9 EEG-RegE wie folgt ergänzt werden:

Formulierungsvorschlag:

„(...) § 66 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung mit folgenden Maßgaben anzuwenden ist: (...)

f) § 7 Absatz 1 Satz 2 in der Fassung dieses Gesetzes ist [Übergangsfrist „ab dem Datum“] anzuwenden.“

Begründung:

§ 21d EnWG definiert ein intelligentes Messsystem im Sinne des EnWG als eine „in ein Kommunikationsnetz eingebundene Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie“. § 10 Abs. 1 Satz 2 EEG-RegE verweist unter anderem auf diese Definition in § 21d EnWG. Unter diese Definition fallen sämtliche RLM-Messungen, da es sich dabei um Messeinrichtungen handelt, die in ein Kommunikationsnetz eingebunden sind. Für Anlagen, für die das EEG eine RLM-Messung vorsieht und für die der Verweis in § 10 Abs. 1 EEG-RegE gilt (§§ 9, 34 EEG-RegE, §§ 6, 33c Abs. 2 Nr. 3 EEG 2012), würden mit der Verfügbarkeit von intelligenten Messsystemen daher die gleichen Regelungen gelten wie für Entnahmestellen mit RLM-Messeinrichtungen. Sie müssten die strengen Anforderungen an intelligente Messsysteme nach § 21d EnWG erfüllen. Etwas anderes gilt nur für Anlagen, für die das EEG 2009 nach § 66 EEG 2012 weiter gilt. Für Anlagen, für die das EEG eine RLM-Messung vorsieht, erscheint das Nebeneinander von verschiedenen Messsystemen auch vor dem Hintergrund der notwendigen Sicherheitsanforderungen nicht als sinnvoll. Daher sollte die Anwendung des Verweises in § 10 Abs. 1 Satz 2 EEG-RegE in zeitlicher Hinsicht angepasst werden, so dass er auch auf Bestandsanlagen anwendbar ist. Alle Anlagen, die mit RLM-Messungen ausgestattet sind oder werden, würden demnach den Anforderungen an intelligente Messsysteme unterfallen. Eine entsprechende und ausreichend bemessene Übergangsfrist für den Einbau ist dafür allerdings vorzusehen.

Der BDEW gibt außerdem zu bedenken, dass die Frage, ob intelligente Messsysteme bei Neu- oder Bestandsanlagen einzubauen sind, mit den Erfordernissen des EEG (insbesonde-

re der Synchronisation des Netzausbaus mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien, s. o.) abzustimmen sind. Vor diesem Hintergrund sollte daher perspektivisch § 21c Abs. 1 lit. c) EnWG jedenfalls mit Blick auf EEG-Anlagen gestrichen und die Einbauverpflichtung für EEG-Anlagen im EEG selbst verankert werden. Denn nach § 21c Abs. 1 lit. c) EnWG gilt die (Neu-)Einbaupflicht von Messsystemen nur für Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 kW, d.h. Anlagen der entsprechenden Größenordnung, die nach Inkrafttreten der maßgeblichen Regelungen des EnWG in Betrieb genommen wurden.

Auch für eine Abrechnung der EEG-Umlage im Hinblick auf eigenerzeugten Strom, der selbst verbraucht wird, sollte der Einbau entsprechender intelligenter Messsysteme bei Eigenerzeugungsanlagen gesetzlich verankert werden. Eine genaue Erfassung über geeignete Messsysteme ist gerade dann wichtig, wenn beispielsweise mit Strom aus einer Eigenerzeugungsanlage neben dem Selbstverbrauch zudem teilweise eine Belieferung eines Letztverbrauchers stattfindet. Die Einbauverpflichtung sowie die Anforderungen sind im EnWG geregelt. Es sollte geprüft werden, in welchem Umfang EEG-Anlagen zum Einbau verpflichtet werden müssen (siehe § 10 Abs. 1 EEG-RegE). Soweit die Anforderungen an intelligente Messsysteme noch nicht endgültig festgeschrieben sind (beispielsweise Erfassung des Eigenstromverbrauchs), sollten teilweise noch erforderliche Anforderungen vorgesehen werden. Der BDEW regt außerdem an, eine entsprechend klarstellende Änderung auch im Rahmen der anstehenden KWK-G-Novelle aufzunehmen.

Auch für technische Einrichtungen nach § 9 und § 34 Abs. 2 EEG-RegE gilt nach Auffassung des BDEW der Verweis auf die Anforderungen des EnWG an Messsysteme. Die bisher enthaltenen Verweise sind daher entsprechend anzupassen.

Auch bei der Fernsteuerung durch den Netzbetreiber im Rahmen des Einspeisemanagements und durch den Direktvermarktungsunternehmer ist sicherzustellen, dass der mit der EnWG-Novelle erreichte Standard hinsichtlich Sicherheit und Interoperabilität gilt und ein Nebeneinander verschiedener Messsysteme vermieden wird.

2.9.3 Vergütungsgrundlagen

Die in § 9 Abs. 3 EEG-RegE vollzogene Ersetzung der Begriffe "sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe" fehlt in § 30 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG-RegE, ob bewusst oder unbewusst. Sollte dies mit § 9 Abs. 3 EEG-RegE harmonisiert werden, kann der vorstehend unter Kapitel 2.9.1 genannte Formulierungsvorschlag verwendet werden.

Der BDEW weist zu § 36 EEG-RegE (Einspeisungsvergütung in Ausnahmefällen) darauf hin, dass die Voraussetzungen, unter denen in die Vergütungsform nach § 36 EEG-RegE gewechselt werden kann, sowie die mögliche Verweildauer in dieser Veräußerungsform im Gesetzeswortlaut festgelegt werden sollten. Zudem müssen die EEG-Vorgaben mit denen der StromNZV und mit den Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS) synchronisiert werden.

Hinsichtlich § 37 Abs. 2 Nr. 2 EEG-RegE weist der BDEW darauf hin, dass Strom aus EEG-Anlagen, der vom Anlagenbetreiber durch eine Netznutzung an einer anderen

Entnahmestelle verbraucht werden soll, nunmehr an den Netzbetreiber verkauft werden muss, obwohl § 58 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 EEG-RegE bzw. § 58 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EEG-RegE diese Eigenbedarfsdeckungsform ohne bzw. mit EEG-Umlagepflicht gerade vorsehen.

2.9.4 Sanktion bei Wechselfehlern

Die in § 24 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 und Satz 2 EEG-RegE geregelten Rechtsfolgen bei Verstoß gegen die Wechselvorgaben des EEG-RegE sind zwar in zeitlicher Hinsicht deutlich abgemildert worden. Der BDEW regt aber – insbesondere im Hinblick auf die bereits getroffene BNetzA-Festlegung „Marktprozesse für Einspeisestellen (Strom)“, für die bereits eine breite Verbandsbeteiligung durchgeführt wurde - an, eine Ablehnung des Wechsels der Direktvermarktung jedenfalls bei offensichtlichen Wechselfehlern (untermonatliche, nicht fristgerechte, nicht vollständige, nicht formgerechte Anmeldung) und einen Verbleib in der bisher gewählten Form anzudenken, statt einen Wechsel mit Verlust an Fördermöglichkeiten, wie dies bislang in § 24 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 und Satz 2 EEG-RegE vorgesehen ist. Andernfalls sollte für die Sanktion in Bezug auf § 24 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EEG-RegE zumindest genau definiert werden, wann die „Beendigung“ des Verstoßes vorliegt (korrekte Daten werden nachgeliefert, „faktisch“ richtige Einordnung in den entsprechenden Bilanzkreis zum korrekten Datum, o. ä.).

2.9.5 Belastungsausgleich und EEG-Umlagepflicht

Hinsichtlich der gesetzlichen Fälligkeitsbestimmung in § 19 Abs. 2 EEG-RegE weist der BDEW weist darauf hin, dass es mit Rücksicht auf die SEPA-Vorgaben erforderlich sein kann, dass Verteilungsnetzbetreiber Abschlagszahlungen bereits vor dem 15. Kalendertag des Folgemonats überweisen müssen. Der BDEW sieht eine diesbezügliche Änderung in § 19 Abs. 2 EEG-RegE aber nicht als notwendig an, da eine Zahlung auch vor gesetzlicher Fälligkeit geleistet werden kann.

Allerdings regt der BDEW an, dass auch die anderen Zahlungsprozesse im Rahmen des Belastungsausgleichs vom ÜNB an den VNB und vom EVU an den ÜNB in ihrer Fälligkeit ausdrücklich gesetzlich geregelt werden und an diese Frist angepasst werden können. Ein zeitliches Auseinanderfallen der Zahlungen des Verteilungsnetzbetreibers an den Anlagenbetreiber und des Übertragungsnetzbetreibers an den Verteilungsnetzbetreiber muss aufgrund der Notwendigkeit der Zwischenfinanzierung vermieden werden.

Nach Fertigstellung der Jahresabrechnungen nach § 35 Abs. 2 EEG 2012 erfolgen derzeit zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Verteilnetzbetreibern physikalische Ausgleichslieferungen. Dies führt bei den beteiligten Unternehmen zu erheblichem, vermeidbarem Abwicklungsaufwand. Der BDEW hat zusammen mit der Branche einen gemeinsamen Vorschlag für eine Ergänzung von § 55 EEG-RegE um folgende Absätze 6 und 7 erarbeitet:

Formulierungsvorschlag:

“(6) Für Differenzen zwischen den nach § 54 von Netzbetreibern an den jeweils vorge-

lagerten Übertragungsnetzbetreiber weitergegebenen Strommengen und den in der Endabrechnung nach § 68 Absatz 1 Nummer 2 ausgewiesenen Strommengen sind zwischen den Netzbetreibern und dem jeweils vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber bis zum 30. September des auf die Einspeisung folgenden Kalenderjahres für jeden Energieträger anstelle von Ausgleichstrommengen Ausgleichszahlungen vorzunehmen. Die Höhe der Ausgleichszahlungen ist für jede der in Anlage 1 Nummer 2 unterschiedenen Energieträgergruppen separat als Produkt der für den jeweiligen Energieträger oder die Energieträgergruppe ermittelte Strommengendifferenz nach Satz 1 und des für diesen Energieträger oder diese Energieträgergruppe ermittelten, kalenderjahresbezogenen energieträgerspezifischen Marktwerts zu ermitteln. Der kalenderjahresbezogene energieträgerspezifische Marktwert ist der Quotient aus der Summe der nach Anlage 4 für die Monate Januar bis Dezember eines Kalenderjahres berechneten tatsächlichen Monatsmittelwerte des Marktwerts für Strom aus dem jeweiligen Energieträger oder der jeweiligen Energieträgergruppe und dem Wert 12.

(7) Differenzen zwischen den nach Absatz 4 Satz 2 geleisteten Abschlagszahlungen und dem Saldo aus den in der Endabrechnung nach § 68 Absatz 1 Nummer 2 ausgewiesenen, tatsächlich an Anlagenbetreiber geleisteten Vergütungszahlungen und Prämienzahlungen und den gemäß Absatz 2 an Übertragungsnetzbetreiber zu zahlenden vermiedenen Netzentgelten sind zwischen den Netzbetreibern und dem jeweils vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber bis zum 30. September des auf die Einspeisung folgenden Kalenderjahres auszugleichen. Dieser Ausgleich hat gleichzeitig mit demjenigen nach Absatz 6 zu erfolgen.“

2.9.6 Heranziehung der Strommengen aus den Bilanzkreisen für die Berechnung der Zahlungspflicht der EEG-Umlage

Der BDEW geht davon aus, dass die EEG-Umlage weiterhin grundsätzlich auf der Basis von physikalisch festgestellten Messwerten nach § 57 Abs. 2 Satz 1 EEG-RegE abgerechnet wird und dass § 57 Abs. 2 Satz 2 EEG-RegE nur für diejenigen Fälle eine Ausnahme regelt, “für die keine bilanzkreisscharfe Meldung eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens nach § 70 vorliegt”. Dies gilt auch hinsichtlich der Verpflichtung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach § 70 Satz 2 EEG-RegE, die Strommengen künftig bilanzkreisscharf mitzuteilen. Der BDEW erkennt die Befugnis der ÜNB zur Plausibilitätsprüfung zwischen den physikalisch gemessenen Strommengen sowie solchen, die in den Bilanzkreisen abgebildet werden, an. Eine alleinige Heranziehung der in den Bilanzkreisen abgebildeten Strommengen zur Berechnung der EEG-Umlage ist jedoch aufgrund der Notwendigkeit eines Mehr-/Mindermengenausgleichs anhand der physikalisch festgestellten Werte nicht zwingend repräsentativ.

2.9.7 Informations- und Mitteilungspflichten

Die Folge einer Verletzung der Übermittlungspflicht der jeweiligen Informationen zu den in den §§ 67 bis 70 EEG-RegE genannten Fristen ist seit Einführung dieser Fristen im EEG

2004 strittig, obwohl § 38 EEG 2012, nunmehr § 59 EEG-RegE, die Notwendigkeit eines förmlichen Korrekturverfahrens im Falle der Fristversäumung anordnet. Die Clearingstelle EEG hatte diese Frist als Verjährungsfrist angesehen (Verfahren 2008/7), während die Rechtsprechung zumindest festgestellt hatte, dass es sich zwar nicht um eine Ausschlussfrist handelt, aber trotzdem das Verfahren nach § 38 EEG 2012 beschritten werden muss (OLG Naumburg, Urteil vom 22. Dezember 2011, Az. 2 U 89/11, REE 2012, 34, und OVG Münster, Beschluss vom 10. Februar 2014, Az. 11 B 137/14). Daher sollte insbesondere in § 67 EEG-RegE die Rechtsfolge der Nichtbeibringung der notwendigen Nachweise ausführlich dargestellt werden, z.B. als folgender Satz 2:

Formulierungsvorschlag:

“Im Falle der Versäumung der Frist nach Satz 1 Nummer 1 ist ein Verfahren nach § 59 durchzuführen.”

Der BDEW begrüßt die Einführung einer Testierungspflicht anstelle einer Testierungsmöglichkeit in § 71 Satz 1 EEG-RegE für die Kalenderjahresabrechnungen. Der BDEW stellt es dem Gesetzgeber anheim zu prüfen, ob hinsichtlich der Testierungspflicht eine de-minimis-Grenze eingeführt werden könnte, unterhalb derer eine Eigenbescheinigung der Geschäftsführung über die Ordnungsmäßigkeit der Angaben ausreicht. Ausweislich Seite 115 der „Umsetzungshilfe zum EEG 2012 für Netzbetreiber“³ lag diese in der Vergangenheit bei einer EEG-Jahresvergütungssumme von Euro 20.000,00 (vermiedene Netzentgelte abgezogen und ohne Umsatzsteuer).

2.9.8 Redaktionelle Änderung in § 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG-RegE

Der BDEW empfiehlt, dass in § 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG-RegE genauso wie nun in § 74 Abs. 1 EEG-RegE „Erneuerbare Energien, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ verwendet wird, um auch im Gesetzeswortlaut eine eindeutige Weitergabe-Kette hinsichtlich der „grünen Eigenschaft“ im Rahmen der Stromkennzeichnung bezüglich § 42 EnWG anzulegen.

Da weiterhin Unklarheit zwischen Anlagenbetreibern und Direktvermarktern herrscht, ob Nachweise, die die Beschaffenheit des EEG-Stroms betreffen und nicht handelbar sind, gegen das EEG-Doppelvermarktungsverbot verstoßen, regt der BDEW folgende Ergänzung von § 76 Abs. 2 EEG-RegE an:

Formulierungsvorschlag:

³ [Seite 46 von 49](http://www.bdew.de/internet.nsf/res/313F1B2B1578A980C1257BEA0052440C/$file/130516%20BDEW-Umsetzungshilfe%20EEG%202012.pdf.</p></div><div data-bbox=)

“Keine Nachweise im Sinne der Sätze 1 und 2 sind nicht handelbare Erklärungen von Anlagenbetreiberinnen oder Anlagenbetreibern gegenüber Direktvermarktern über die Beschaffenheit des in ihren Anlagen erzeugten und an die Direktvermarkter gelieferten Stroms”.

2.9.9 Übergangsregelungen

§ 96 Abs. 1 EEG-RegE:

In § 96 Abs. 1 Nr. 1 EEG-RegE wird nicht berücksichtigt, dass § 3 Nr. 5 EEG 2012 von § 3 Nr. 5 EEG 2009 abweicht und dass § 3 Nr. 5 EEG 2012 gemäß § 66 Abs. 1 EEG 2012 nur für Anlagen gelten soll, auf die wegen Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2012 das EEG 2012 Anwendung finden soll, nicht für früher in Betrieb genommene Anlagen. Änderungen gegenüber § 3 Nr. 5 EEG 2009 gemäß Begründung Regierungsentwurf (BT-Drs. 17/6071, S. 61):

„Der Inbetriebnahmebegriff in § 3 Nummer 5 wird klarer gefasst, um bestehende Rechtsunsicherheiten zu beseitigen. In Satz 1 wird klargestellt, dass es für die Inbetriebnahme einer Anlage auf den Zeitpunkt der erstmaligen Inbetriebsetzung des Generators der Anlage ankommt. Eine Änderung der bisherigen Rechtslage ist hiermit nicht verbunden.

Mit der geänderten Formulierung wird – insbesondere für Biogasanlagen zur sogenannten „Vor-Ort-Verstromung“ von Biogas unmittelbar am Standort der Biogaserzeugungsanlage – klargestellt, dass als Zeitpunkt für die Inbetriebnahme der Anlage die erstmalige Inbetriebsetzung der Stromerzeugungseinheit ausschlaggebend sein soll. Wie bereits nach bisheriger Rechtslage ist auf den Inbetriebsetzungszeitpunkt zur Stromerzeugung nach Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Anlage selbst – in dem genannten Fall also der Biogasanlage – abzustellen, diese muss also insgesamt im Inbetriebnahmezeitpunkt bereits technisch betriebsbereit sein. Wurde ein am Standort der Biogaserzeugung zur Stromerzeugung aus diesem Biogas eingesetzter Generator („Vor-Ort-Verstromung“) bereits vor Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Anlage in Betrieb genommen, so gilt auch insoweit erst die erstmalige Inbetriebsetzung des Generators nach Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Anlage als Inbetriebnahme der Anlage im Sinne der Nr. 5.

Der neu hinzugefügte Satz 2 entspricht im Wesentlichen dem Regelungsgehalt des § 21 Absatz 3 EEG 2009, jetzt allerdings bezugnehmend auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Er hat zur Folge, dass auch der Austausch einzelner Teile nicht zu einer Neuinbetriebnahme der Anlage führt. Wird z. B. die Gondel einer Offshore-Anlage wegen eines Defekts ausgetauscht, hat dies keine Neuinbetriebnahme zur Folge.“

Die dortige Aussage, dass die Rechtslage durch die Umformulierung der Regelung gegenüber der bisherigen Rechtslage nicht geändert wird, wird vom BGH im Urteil vom 23. Oktober

2013 (Az. VIII ZR 262/12) zum Anlagenbegriff widerlegt (Rdn. 59). Insbesondere ist der zweite Abs. der Gesetzesbegründung (vorstehend unterstrichen) nach der Vorfassung der Regelung nicht bisherige Rechtslage. Daher muss für Anlagen nach dem EEG 2009 eine separate Übergangsregelung gefunden werden, damit nicht § 96 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2014 nachträglich die Anwendung von § 3 Nr. 5 EEG 2012 auf Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2012 anordnet. Diese Folge wurde vom BGH ebenfalls mit diesem Urteil klargestellt, da - wie zu § 19 Abs. 1 EEG 2009 bereits vorher vom BVerfG festgestellt - mangels einer entsprechenden Übergangsregelung in § 66 Abs. 1 EEG 2009 sämtliche Definitionen im EEG 2009 nunmehr auch auf Bestandsanlagen anzuwenden waren (s. Rdn. 16 des BGH-Urteils). Da § 66 Abs. 1 EEG 2009 die gleichen Rechtsfolgen wie § 96 Abs. 1 EEG-RegE 2014 anordnet (vorherige Rechtslage gilt nicht weiter, außer nach folgenden Maßgaben....), ist das BGH-Urteil auch insoweit übertragbar.

Dementsprechend muss § 96 Abs. 1, Einleitungssatz, wie folgt gefasst werden:

Formulierungsvorschlag:

“(1) Für Strom aus Anlage und KWK-Anlagen, die nach dem am 31. Juli 2014 geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind oder die nach dem am 31. Dezember 2011 geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, sind die Bestimmungen dieses Gesetzes entsprechend anzuwenden mit der Maßgabe, dass

1. statt § 5 Nummer 17

a) § 3 Nr. 5 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. August 2014 und

b) § 3 Nummer 5 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2012

anzuwenden ist.”

Die Übergangsbestimmungen für Wasserkraft in § 96 Abs. 1 Nr. 4 und Nr. 7 EEG-RegE sind gleich geblieben. Die Neuformulierung von Abs. 1 Nr. 6 führt dazu, dass § 35 Abs. 2 und 3, 2. Halbsatz, auch auf Bestandsanlagen anzuwenden sind. Damit würde die Direktvermarktung auch für Bestandsanlagen verpflichtend, es sei denn, es wären kleine Anlagen im Sinne des § 35. Hier liegt offenbar ein redaktionelles Versehen vor, wie auch die Begründung (Seite 140) vermuten lässt. Die Formulierung sollte daher positiv erfolgen, das "nicht" sollte gestrichen werden.

In § 96 Abs. 1 Nr. 9 lit. c) EEG-RegE ist folgerichtig zu den Regelungen zu Bestandsanlagen in § 58 EEG-RegE der Verweis auf § 66 Abs. 15 EEG 2009 gestrichen worden.

2.9.10 Änderung anderer Gesetze und Verordnungen

Die grundsätzlich nur redaktionellen Änderungen der Systemstabilitätsverordnung in Artikel 9 EEG-RegE mit Verweis auf den neuen § 9 Abs. 3 EEG-RegE können dann problematisch werden, wenn durch die Neufassung von § 9 Abs. 3 EEG-RegE ("dasselbe Grundstück oder Gebäude statt dasselbe Grundstück oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe") ggf. weniger Bestandsanlagen in den Anwendungsbereich der SysStabV fallen als bisher, weil die räumliche Bezugsgröße und damit die Gesamtleistung der einzubeziehenden Anlagen kleiner wird. Die Neuformulierung darf nicht dazu führen, dass z.B. der Netzbetreiber für bestimmte bereits erfasste Anlagen keinen Kostenersatz mehr geltend machen kann oder dass die Mitwirkungsverpflichtungen der Anlagenbetreiber wegfallen, weil diese Änderung den Anwendungsbereich der SysStabV nachträglich verkleinert. Dies ginge auch zu Lasten der Gewährleistung der Systemstabilität. Der BDEW bittet hier um Prüfung, ob ein Verweis auf § 6 Abs. 3 EEG 2012 ggf. durch die Übergangsvorschrift des § 96 Abs. 1 Nr. 2 EEG-RegE abgesichert ist. Um hier alle Risiken auszuschließen, regt der BDEW aber an, den ursprünglichen Verweis auf § 6 Abs. 3 EEG 2012 bestehen zu lassen.

Der BDEW weist darauf hin, dass § 17e EnWG vollständig an den EEG-RegE angepasst werden muss. In den Absätzen 1 und 2 des § 17e EnWG sollte die Angabe "16" jeweils (nicht nur im ersten Satz) durch die Angabe "19", die Angabe "31" jeweils durch die Angabe "48" und das Wort "Vergütung" jeweils durch "finanzielle Förderung" ersetzt werden. Bleibt es bei dem Wort "Vergütung" könnte daraus geschlossen werden, dass für Anlagen, die sich in der geförderten Direktvermarktung befinden, keine Entschädigung gezahlt wird.

Ansprechpartner:

Aus dem Geschäftsbereich „Erzeugung“

Stefan Thimm

Telefon: +49 30 300199-1310

stefan.thimm@bdew.de

Aus dem Geschäftsbereich „Recht und Betriebswirtschaft“

Christoph Weißenborn

Telefon: +49 30 300199-1514

christoph.weissenborn@bdew.de