

Begründung

A. Allgemeiner Teil

I. Zielsetzung und Notwendigkeit des Gesetzes

Die Bundesregierung hat am 28. September 2010 ein umfassendes Energiekonzept beschlossen, das den Weg in das Zeitalter der erneuerbaren Energien weist. Hierfür soll der Anteil der erneuerbaren Energien im Stromsektor kontinuierlich ausgebaut werden. Das Energiekonzept sieht eine Erhöhung des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2020 auf mindestens 35 Prozent vor. Bis 2030 strebt die Bundesregierung einen Anteil von 50 Prozent an, 2040 sollen es 65 Prozent sein und 2050 80 Prozent. Dies soll einen zentralen Beitrag dazu leisten, dass die CO₂-Emissionen Deutschlands im Vergleich zu 1990 bis 2020 um 40 Prozent und bis 2050 um mindestens 80 Prozent gesenkt werden. Dies ist die notwendige Mindestreduktion für Industrieländer, damit das erklärte Ziel der Europäischen Union, den weltweiten Temperaturanstieg auf maximal 2 °C zu begrenzen, eingehalten werden kann. Das Zwischenziel für das Jahr 2020 steht darüber hinaus auch im Kontext des Nationalen Aktionsplans, in dem die Bundesregierung im Sommer 2010 gegenüber der Europäischen Union dokumentiert hat, wie Deutschland die ambitionierten energiepolitischen Zielvorgaben der EU (Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch von mindestens 18 Prozent) umsetzen wird.

Die Erreichung dieser Ziele setzt voraus, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland konsequent weiter vorangetrieben wird und nachhaltig und effizient erfolgt. Hierdurch wird die gesetzliche Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in ihrer langen Entwicklungslinie konsequent fortgeführt: Der Ausbau wird bereits seit mehr als 20 Jahren in Deutschland durch stabile und verlässliche Rahmenbedingungen ermöglicht. Diese Rahmenbedingungen legte zunächst das Stromeinspeisungsgesetz von 1990 und dann das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) von 2000. Das EEG wurde durch Gesetz vom 21. Juli 2004 (im Folgenden: EEG 2004)⁴ und durch Gesetz vom 25. Oktober 2008 mit Wirkung zum 1. Januar 2009 (im Folgenden: EEG 2009)⁵ grundlegend novelliert. Das EEG 2009 wurde zuletzt insbesondere im Jahr 2010 zur Anpassung an die Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Fotovoltaikanlagen geändert (im Folgenden: EEG 2010)⁶ und im Jahr 2011 durch das „Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien“ an die europäische Richtlinie 2009/28/EG angepasst (im Folgenden: EEG 2011)⁷.

Durch diese Rahmenbedingungen ist der Ausbau erneuerbarer Energien im Strommarkt erfolgreich gefördert worden, wie die nachfolgende Grafik verdeutlicht:⁸

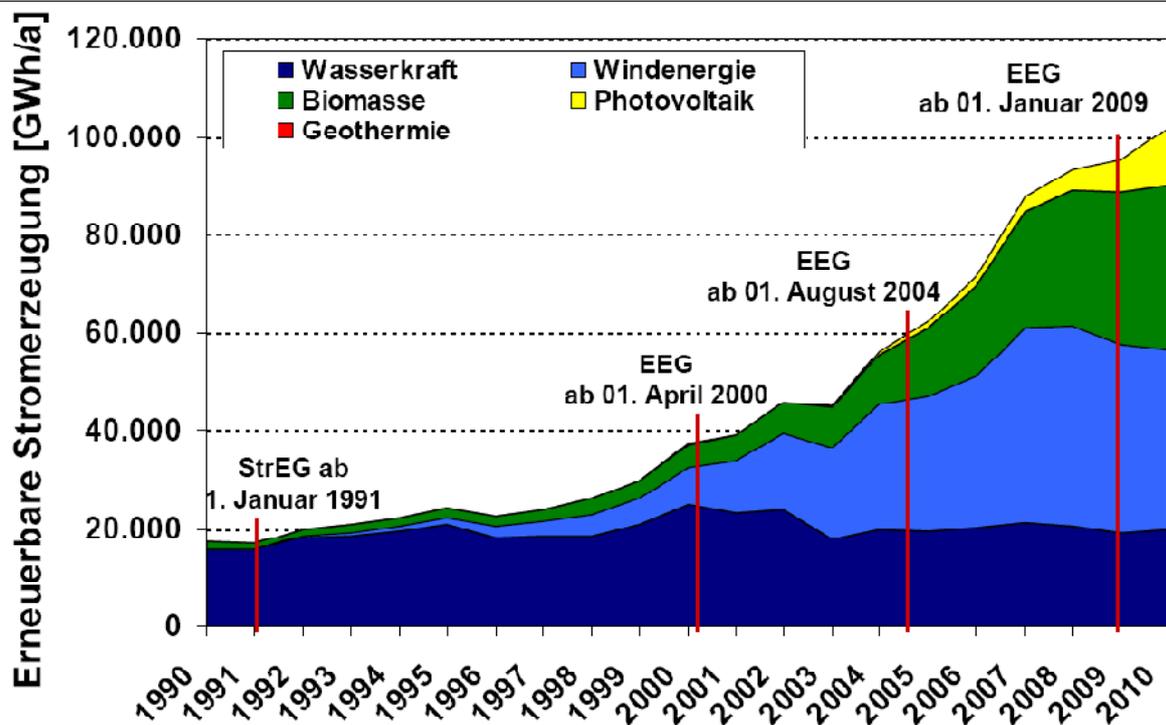
⁴ BGBl. I S. 1918.

⁵ BGBl. I S. 2074.

⁶ Erstes Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 11. August 2010, BGBl. I S. 1170.

⁷ Artikel 1 des Gesetzes vom zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen vom 12. April 2011, BGBl. I S. 619.

⁸ Quelle: BMU, Entwicklung der Erneuerbaren Energien 1990 – 2010, www.erneuerbare-energien.de.



Die für den Ausbauerfolg entscheidenden Strukturelemente des EEG sind:

- die Verpflichtung der Netzbetreiber zum Netzanschluss von EEG-Anlagen und ggf. zum hierfür erforderlichen Netzausbau,
- die vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien, d.h. erneuerbarer Strom genießt einen Einspeisevorrang gegenüber Strom aus konventionellen Energieträgern,
- die Vergütung des Stroms zu einem in der Regel über 20 Jahre festen Vergütungssatz, der im Grundsatz kostendeckend sein soll.

Diese Strukturelemente müssen im EEG erhalten bleiben, damit der erfolgreiche Ausbau der erneuerbaren Energien fortgesetzt werden kann. Zugleich sind im EEG jedoch die Weichenstellungen vorzunehmen, um den Herausforderungen des steigenden Anteils erneuerbarer Energien an der Stromversorgung wirksam zu begegnen: Das derzeitige Energieversorgungssystem ist für sehr hohe Anteile erneuerbarer Energien an der Stromversorgung nicht ausgelegt und muss entsprechend der einleitend genannten Ausbauziele erneuerbarer Energien weiterentwickelt werden. Vor diesem Hintergrund muss auch das EEG fortentwickelt werden, um den Übergang der erneuerbaren Energien im Strombereich zu einem erwarteten Marktanteil von 35 – 40 Prozent innerhalb der laufenden Dekade zu gewährleisten. Aufgrund dieser Ausbauziele müssen erneuerbare Energien zunehmend selbst in der Lage sein, zur Stabilität des Gesamtsystems beizutragen. Zudem wird es schon in einigen Jahren zunehmend zu Situationen kommen, in denen selbst bei vollständiger Abschaltung aller konventionellen Kraftwerke die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien die Stromnachfrage übersteigt. Auch mit Blick auf den EU-Binnenmarkt erfordern wachsende

Strommengen im EEG-Vergütungssystem eine Weiterentwicklung der nationalen Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien.

Im Lichte dieser Herausforderungen ist eine grundlegende Novellierung des EEG erforderlich, um die vorstehenden Politikziele zu erreichen. Diese Novelle stellt einen zentralen Baustein für die Transformation der Energieversorgung und für den Einstieg in das regenerative Zeitalter dar. Die Novelle setzt dabei die entsprechenden Handlungsempfehlungen zum EEG um. Sie ist eingebettet in die weiteren Maßnahmen, die außerhalb des EEG für die Transformation der Energieversorgung ergriffen werden und ebenfalls im Erfahrungsbericht sowie in dem Energiekonzept beschrieben worden sind.

II. Gesetzgebungskompetenz des Bundes

Die Gesetzgebungskompetenz des Bundes für die Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (Artikel 1) folgt aus dem Recht der Luftreinhaltung nach Artikel 74 Absatz 1 Nummer 24 GG, da der – auch in § 1 EEG zum Ausdruck gebrachte – Hauptzweck des gesamten Artikelgesetzes die Treibhausgaseinsparung und damit der Klimaschutz ist, der Bestandteil der Luftreinhaltung ist. Es wird insofern auch auf die Darstellung der Gesetzgebungskompetenz im Rahmen der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 25. Oktober 2008⁹ verwiesen. Aufgrund des Sachzusammenhangs können auch die weiteren Artikel dieses Artikelgesetzes auf diese Gesetzgebungskompetenz gestützt werden, da sie in unmittelbarem Zusammenhang mit der Änderung des EEG stehen und zur Umsetzung des EEG erforderlich sind. Die Änderung des Energiesteuergesetzes (Artikel 10) wird darüber hinaus auf Artikel 105 Absatz 2 1. Alternative i.V.m. Artikel 106 Absatz 1 Nummer 2 GG gestützt.

III. Zugrundeliegender Sachverhalt und Erkenntnisquellen

Der EEG-Novelle liegt der EEG-Erfahrungsbericht zugrunde, den die Bundesregierung auf Grund von § 65 EEG am 6. Juni 2011 beschlossen hat. Der EEG-Erfahrungsbericht beschreibt umfassend den zugrundeliegenden energiewirtschaftlichen Sachverhalt sowie die ökonomischen und ökologischen Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien in der Stromversorgung. In diesen Erfahrungsbericht sind wissenschaftliche Untersuchungen einer Vielzahl verschiedener wissenschaftlicher Institutionen eingeflossen, die im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit erstellt wurden. Diese Erkenntnisquellen wurden ergänzt durch weitere Untersuchungen, die im Auftrag dieses Bundesministeriums sowie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie erstellt wurden, sowie durch ergänzende Stellungnahmen von Forschungsinstitutionen, Unternehmen, Verbänden, Behörden und sonstigen Sachverständigen. Hierauf wird Bezug genommen.

⁹ BR-Drs. 10/08, S. 62.

IV. Wesentliche Änderungen zur geltenden Rechtslage

1. Strukturelemente der EEG-Novelle

Die Novelle des EEG ist, wie bereits im EEG-Erfahrungsbericht beschrieben, an den folgenden strategischen Linien ausgerichtet:

a) Ausbau der erneuerbaren Energien dynamisch fortsetzen

Die einleitend benannten Ausbauziele werden in § 1 Absatz 2 EEG verankert. Um sie zu erreichen, müssen die erneuerbaren Energien weiter dynamisch ausgebaut werden. Handlungsbedarf besteht vor allem dort, wo der Ausbau bisher nicht die erforderliche Dynamik entfaltet hat, ohne dabei umwelt- und naturschutzfachliche Anliegen oder andere staatliche Belange, z.B. zum Zwecke der Verteidigung, zu vernachlässigen. Dies ist insbesondere bei der Windenergie auf See der Fall. Daher enthält der Gesetzentwurf gezielte und effektive Verbesserungen der Rahmenbedingungen; z.B. wird durch § 31 Absatz 3 EEG ein optionales Stauchungsmodell eingeführt. Auch in anderen Bereichen, z.B. Geothermie (§ 28 EEG), wird eine deutliche Verbesserung der Finanzierung sichergestellt.

b) An bewährten Grundprinzipien des EEG festhalten

Das EEG schafft für Investoren in erneuerbare Energien ein hohes Maß an Investitionssicherheit. Entscheidend dafür sind der Einspeisevorrang, die feste Einspeisevergütung und die Verpflichtung zum Netzanschluss bzw. Netzausbau. Diese Kernelemente sind die Garanten für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Die im Gesetzentwurf enthaltenen punktuellen Verbesserungen, z.B. bei dem Einspeisemanagement nach § 11 EEG, verbessern die Effizienz und Effektivität dieser Grundprinzipien.

c) Kosteneffizienz steigern

Die Differenzkosten des EEG beliefen sich 2010 nach aktuellen Schätzungen auf etwa 9 Mrd. Euro. In Anbetracht dieses Gesamtvolumens ist eine möglichst effiziente Förderung erforderlich, um die resultierenden finanziellen Belastungen für die privaten Haushalte und Unternehmen zu begrenzen. Hier ist es in den letzten Jahren zu Fehlentwicklungen gekommen. Daher wird insbesondere die Vergütung für Strom aus Biomasse durch diesen Gesetzentwurf grundlegend neu konzipiert und die Vergütungshöhe abgesenkt (§ 27 EEG).

d) Basis der EEG-Finanzierung sichern

Ein Grundprinzip des EEG ist, dass die daraus resultierenden Kosten über die EEG-Umlage verursachergerecht von allen Stromverbraucherinnen und Stromverbrauchern getragen werden. Da jede Ausnahme hiervon die übrigen Stromverbraucherinnen und Stromverbraucher zusätzlich belastet, sind Abweichungen von dem Grundprinzip auf die objektiv erforderlichen Bereiche zu

begrenzen. Vor diesem Hintergrund werden durch die Novelle des EEG u. a. Missbrauchsmöglichkeiten bei der Anwendung der besonderen Ausgleichsregelung (§§ 40 ff. EEG) unterbunden.

e) Markt- und Systemintegration

Mit zunehmendem Anteil an der Stromversorgung gewinnt die Optimierung des Zusammenspiels von erneuerbaren Energien, konventionellen Kraftwerken, Speichern und den Stromverbrauchern an Bedeutung. Das Energiekonzept der Bundesregierung fordert vor diesem Hintergrund eine bedarfsgerechtere Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Zu diesem Zweck wird mit Teil 3a ein eigenständiger Gesetzesteil zur Marktintegration der erneuerbaren Energien in das EEG aufgenommen und die bisher nur rudimentär angelegte Direktvermarktung (§ 17 EEG 2009) als eigenständige Säule des EEG aufgebaut. Neben den allgemeinen Bestimmungen zur Direktvermarktung (§§ 33a bis 33f EEG) ist die zentrale Neuerung die Einführung einer Marktprämie (§§ 33g, 33h EEG), die für den Bereich der Biogaserzeugung durch eine Flexibilitätsprämie (§ 33i EEG) flankiert wird.

f) Vereinfachung und Transparenz

Einige Regelungen des EEG 2009 haben nach ihrer Verabschiedung zu Rechts- und Investitionsunsicherheiten geführt; zudem ist die Komplexität des EEG 2009 außerordentlich hoch gewesen, wie insbesondere das Vergütungssystem mit verschiedenen Boni und der Möglichkeit der Kombinationen von Boni und in der Folge mit Fehlentwicklungen für Biomasse zeigt. Durch die Novelle werden zahlreiche Vereinfachungen vorgenommen. So wird etwa die Anlage 4 zum EEG 2009 (Wärmenutzungs-Bonus bei Geothermie) ersatzlos gestrichen, und die Anlagen 1 bis 3 zum EEG 2009 werden spürbar verschlankt und – unter vollständiger Streichung der bisherigen Anlage 2 – auf zwei Anlagen zusammengeführt.

2. Änderungen der EEG-Novelle im Einzelnen

a) Markt-, Netz- und Systemintegration

Mit einer Marktprämie erhalten die EEG-Anlagenbetreiber einen Anreiz, ihre Anlagen marktorientiert zu betreiben (§ 33g EEG). Die Marktprämie i.e.S. ergibt sich als Differenz zwischen der anlagenspezifischen EEG-Vergütung und dem energieträgerspezifischen Referenzmarktwert einschließlich einer Managementprämie, durch die u.a. die Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern ausgeglichen werden. Die Marktprämie wird ab dem Jahr 2014 bei großen Biogasanlagen verbindlich vorgeschrieben.

Eine Flexibilitätsprämie fördert gezielt Investitionen in die Fähigkeit zur marktorientierten Stromerzeugung von Biogasanlagen (§ 33i EEG). Diese Prämie ermöglicht Investitionen in größere Gasspeicher und Generatoren, so dass eine Verschiebung der Stromerzeugung um etwa zwölf Stunden ermöglicht wird.

Das sogenannte „Grünstromprivileg“ wird mit der Begrenzung auf 2 ct/kWh fortgeführt (§ 39 EEG). Ein Mindestanteil fluktuierender erneuerbarer Energien von 30 Prozent wird eingeführt.

Die Integration von Fotovoltaikanlagen ins Netz wird vorangetrieben. Die Anlagen werden in das Einspeisemanagement einbezogen (§ 6 Absatz 1 bis 3 EEG). Bei kleinen Fotovoltaikanlagen, für die das Einspeisemanagement zu aufwändig wäre, wird die Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt auf 70 Prozent begrenzt, um die sehr seltenen Leistungsspitzen zu „kappen“ (§ 6 Absatz 2 EEG).

b) Windenergie an Land

Im Grundsatz wird die Vergütungsstruktur nach dem EEG 2009 fortgeführt. Die Degression wird auf 1,5 Prozent erhöht (§ 20 EEG). Der Systemdienstleistungs-Bonus für Neuanlagen, der bisher befristet bis 31. Dezember 2013 gewährt werden sollte, wird bereits zum 1. Januar 2012 gestrichen (§ 29 EEG). Der entsprechende Bonus für Bestandsanlagen wird bis 31. Dezember 2015 verlängert (§ 66 Absatz 1 Nummer 8 EEG). Der Repowering-Bonus wird begrenzt auf alte, netztechnisch problematische Anlagen, die bis 2001 in Betrieb genommen wurden (§ 30 EEG).

c) Windenergie auf See

Die sogenannte Sprinterprämie wird in die Anfangsvergütung integriert, der Degressionsbeginn wird von 2015 auf 2018 verschoben und im Gegenzug wird die Degression von 5 auf 7 Prozent erhöht, und es wird das sogenannte optionale Stauchungsmodell eingeführt (§§ 20, 31 EEG).

d) Biomasse

Das Vergütungssystem wird mit vier leistungsbezogenen Anlagenkategorien (Grundvergütung zwischen 6 und 14,3 ct/ kWh) und zwei Einsatzstoffvergütungsklassen stark vereinfacht (§ 27 EEG); eine gesonderte Vergütung wird für Bioabfallvergärungsanlagen mit nachgeschalteter Gärrestkompostierung zur Mobilisierung von Abfall- und Reststoffen (§ 27a EEG), eine gesonderte Vergütung für kleine Gülleanlagen (§ 27b EEG) und eine gestaffelte Zusatzvergütung für die Biomethaneinspeisung (§ 27c Absatz 2 in Verbindung mit der Anlage 1 zum EEG) eingeführt. Die Degression wird von 1 auf 2 Prozent erhöht (§ 20 EEG). Für Strom aus Biogas wird der Einsatz von Mais und Getreidekorn einschließlich Körnermais auf 50 Masseprozent begrenzt (§ 27 Absatz 5 Nummer 1 EEG); die Vergütung für die Altholzverbrennung und für flüssige Biomasse bei Neuanlagen wird gestrichen.

e) Fotovoltaik

Die bestehende Degressionsregelung („atmender Deckel“) wird mit einer halbjährlichen Anpassung beibehalten (§ 20a EEG). Die Eigenverbrauchsregelung wird für Anlagen mit einer Leistung

bis 100 Kilowatt befristet fortgeführt (§ 33 Absatz 2). Freiflächenanlagen auf Konversionsflächen, die Nationalparks oder Naturschutzgebiete sind, erhalten keine Vergütung.

f) Geothermie

Wärmenutzungs- und Frühstarter-Bonus werden in die Grundvergütung integriert, und diese wird zusätzlich um 2 Cent/kWh erhöht (§ 28 EEG). Der Technologie-Bonus für petrothermale Projekte wird ebenfalls erhöht, und der Beginn der Degression wird auf 2018 verschoben und die Degression zugleich auf 5 Prozent erhöht.

g) Wasserkraft

Die Vergütungsstruktur wird stark vereinfacht und vereinheitlicht und die Degression abgeschafft (§ 23 EEG). Bestehende Speicher bzw. Speicherkraftwerke mit ausschließlich natürlichem Zufluss werden, sofern sie modernisiert werden, ebenfalls künftig förderfähig sein.

h) Deponie-, Klär- und Grubengas

Der Technologie-Bonus für innovative Anlagentechnik wird gestrichen (§§ 24 bis 26 EEG).

i) Besondere Ausgleichsregelung

Die besondere Ausgleichsregelung wird für kleinere und mittlere Unternehmen geöffnet, indem zukünftig Unternehmen ab einem jährlichen Stromverbrauch von 1 GWh (bisher 10 GWh) in den Genuss der Regelung kommen können. Gleichzeitig wird auch die zweite Einstiegsschwelle leicht abgesenkt. Zukünftig können Unternehmen bereits ab einem Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung von 14 Prozent einen Antrag stellen. Die zunehmenden Umgehungsversuche (z.B. durch Contracting) werden unterbunden (§§ 40 ff. EEG).

j) Clearingstelle

Die Clearingstelle EEG wird fortgeführt und in zahlreichen Details verbessert und in ihrer Effizienz gestärkt (§ 57 EEG).

V. Alternativen

Die mit dem EEG verfolgten Zwecke und Ziele sind durch die Politikvorgaben der Vereinten Nationen und der Europäischen Vorgaben vorgegeben und stehen nicht zur Disposition. Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromversorgung ist zudem vor dem Hintergrund der wissenschaftlichen Erkenntnisse über den Klimawandel, aber auch vor dem Hintergrund des Reaktorunglücks in Japan alternativlos.

Für die Erreichung dieser Zwecke und Ziele bestehen alternative Fördermöglichkeiten. Die Effizienz und die Effektivität der verschiedenen Fördermodelle werden regelmäßig überprüft und bewertet. Die EU-Kommission hat in ihren Berichten dem deutschen Förderansatz eine hohe Effizienz und Effektivität bescheinigt; dies wird auch durch die wissenschaftlichen Untersuchungen zum EEG-Erfahrungsbericht bestätigt.

VI. Gesetzesfolgen

1. Gewollte und ungewollte Auswirkungen

a) Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Seit Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Jahr 2000 hat sich der Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 6,3 Prozent auf über 17 Prozent im Jahr 2010 fast verdreifacht (siehe oben I.). Das noch im EEG 2004 formulierte Ausbauziel, bis 2010 einen Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung von mindestens 12,5 Prozent zu erreichen, wurde weit übertroffen. Diese Entwicklung ist ganz überwiegend auf das Erneuerbare-Energien-Gesetz zurückzuführen. Die höchsten Zubauraten entfielen auf die Stromerzeugung aus Windkraft, Biomasse und solarer Strahlungsenergie; seit dem EEG 2009 verzeichneten insbesondere die Biomasse und die Fotovoltaik ein sehr hohes relatives Wachstum. Durch die vorliegende Novellierung des EEG soll sichergestellt werden, dass der dynamische Ausbau der erneuerbaren Energien fortgesetzt und die einleitend genannten Ausbauziele (siehe oben I.) erreicht werden und der Ausbau nachhaltig und effizient erfolgt.

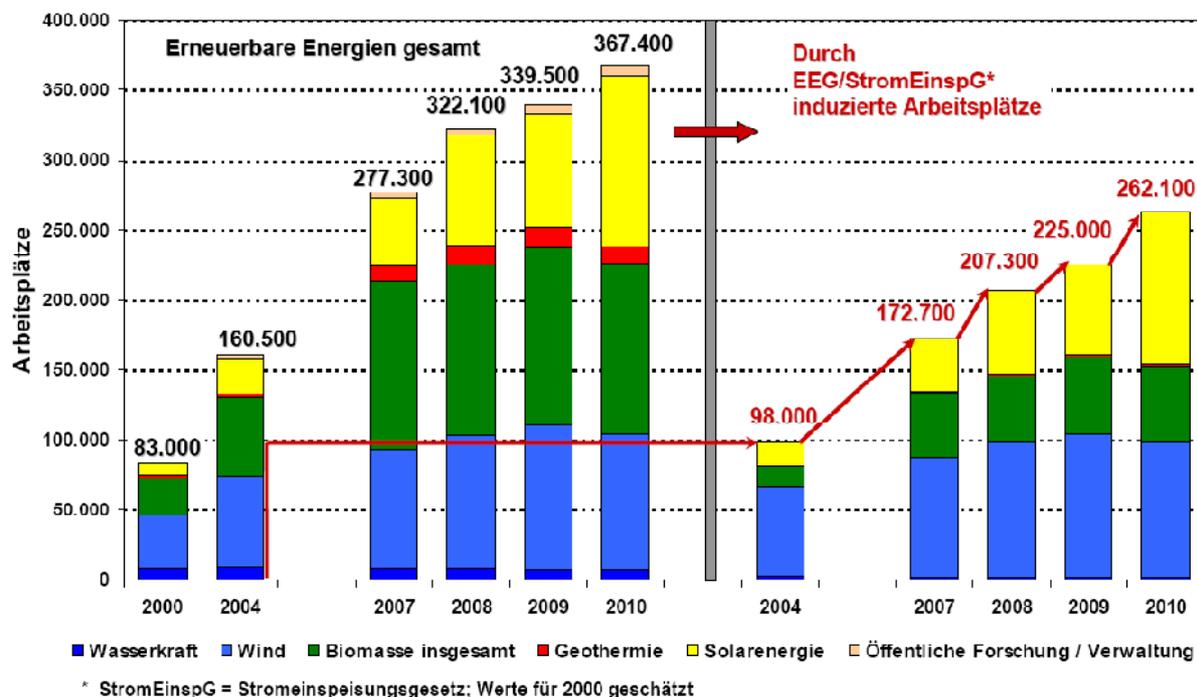
b) Beitrag des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes zum Klimaschutz

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz leistet einen wichtigen Beitrag zur Reduktion der Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen. In der Summe konnte durch Strom- und Wärmeerzeugung in EEG-vergüteten Anlagen im Jahr 2009 eine Netto-Minderung der Treibhausgasemissionen von rund 60 Mio. t CO₂-Äquivalenten erreicht werden. Von der gesamten Treibhausgasminde- rung durch erneuerbare Energien im Jahr 2009 in Höhe von rd. 108 Mio. t CO₂-Äquivalenten wurde damit mehr als die Hälfte durch EEG-geförderte Anlagen erbracht.

c) Arbeitsplätze und Umsätze durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz

Die erneuerbaren Energien haben sich in den letzten Jahren zu einem bedeutenden Wirtschaftsfaktor in Deutschland entwickelt. Dies zeigte sich gerade im Jahr der Wirtschaftskrise 2009, in dem die Investitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen gegen den allgemeinen Trend weiter deutlich zulegen konnten. 2010 stiegen sie erneut um etwa 30 Prozent gegenüber dem Vorjahr und erreichten mit knapp 27 Mrd. Euro ihren bislang höchsten Stand. Hiervon waren rund 90 Prozent (23,7 Mrd. Euro) dem EEG zuzurechnen. Dazu kommen Umsätze aus erneuerbaren Brennstoffen sowie Betrieb und Wartung der installierten Anlagen in Milliardenhöhe.

Verbunden mit dem kontinuierlichen Ausbau der erneuerbaren Energien im Inland sowie der dynamischen Entwicklung der Exporte weist auch die Beschäftigung aus erneuerbaren Energien seit Jahren einen deutlichen Aufwärtstrend auf. Aktuelle Forschungsvorhaben für das BMU ermittelten für 2010 insgesamt 367 400 Beschäftigte. Mit 262 100 Beschäftigten waren gut zwei Drittel der Arbeitsplätze auf die Wirkung des EEG zurückzuführen, was die Bedeutung dieses Förderinstruments für den deutschen Arbeitsmarkt untermauert.



Bis 2030 kann sich die Beschäftigung auf mehr als eine halbe Million Beschäftigte weiter erhöhen, abhängig insbesondere von der Entwicklung der Energiepreise sowie den Exportserfolgen der deutschen Erneuerbaren-Energien-Branche.

Aktuelle Studien zeigen dabei, dass diese Brutto-Beschäftigungseffekte zwar durch gegenläufige, negative Effekte (Budgetwirkungen aufgrund EEG-bedingt höherer Stromkosten, Verdrängung konventioneller Energieerzeugung) verringert werden, gleichwohl aber auch die Netto-Effekte insgesamt klar positiv sind (2009/2010 ca. 70 000 – 90 000 Arbeitsplätze).

d) Innovationen durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz ist auch ein wichtiges technologie- und industriepolitisches Instrument. Die im Gesetz vorgegebene Degression der Vergütungssätze (§§ 20, 20a) übt einen dauerhaften Anreiz aus, dass die Anlagen immer effizienter, zuverlässiger oder günstiger angeboten werden müssen, um die Rentabilität von Neuinvestitionen aufrecht zu erhalten.

Deutsche Unternehmen der Erneuerbare-Energien-Branche sind dadurch in vielen Bereichen weltweit zu Technologieführern geworden. Durch zahlreiche Innovationen und Großserienpro-

duktion („economies of scale“) ist z.B. bei der Fotovoltaik der Systempreis pro Kilowatt installierter Leistung von rund 14 000 Euro im Jahr 1990 um rund 80 Prozent auf heute unter 3 000 Euro gefallen. Eine weitere Halbierung der Kosten in den nächsten Jahren ist schon absehbar. Bei der Windenergie spiegeln u.a. die zunehmende Leistung sowie Größe der Anlagen den technischen Fortschritt wieder.

Hier zahlt sich der durch das EEG schon früh unterstützte Einsatz innovativer Technologien und deren erfolgreicher Transfer in die industrielle Fertigung aus. Dies gilt zum einen für Anlagenhersteller und Systemanbieter. Dank ihrer konstant hohen Exportquote von etwa 75 Prozent konnten z.B. deutsche Windenergieanlagenhersteller 2009 etwa 17,5 Prozent des weltweit mit Windenergieanlagen generierten Umsatzes erzielen. Zum anderen sind es die Komponentenhersteller und Zulieferbetriebe, die sich ganz erhebliche Weltmarktanteile erarbeitet haben. Dies zeigen nicht zuletzt die deutschen Fotovoltaik-Produktionsmittelhersteller. In 2009 stammte mindestens jede zweite weltweit installierte Produktionsanlage der Fotovoltaikindustrie aus Deutschland. Dabei lag die erzielte Exportquote mit über 80 Prozent sogar noch höher als bei der Windbranche.

e) Weitere Einzel- und gesamtwirtschaftliche Aspekte des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Wesentlicher Kostenfaktor des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist derzeit und in absehbarer Zukunft, dass die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz gewährten Vergütungen und Prämien über dem Börsenstrompreis des konventionell erzeugten Stroms liegen. Hieraus resultieren EEG-Differenzkosten, die als EEG-Umlage anteilig auf den gesamten Stromletzverbrauch überwältzt werden. Diese Auswirkungen werden unten näher dargestellt (siehe unten 2.).

Daneben entstehen im Zusammenhang mit dem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung weitere Kosten. Sie sind zum Teil schwierig zu quantifizieren und spielen quantitativ eine deutlich geringere Rolle als die EEG-Differenzkosten:

- Die mit dem politisch und rechtlich geforderten Ausbau der erneuerbaren Energien verbundene Transformation des Energiesystems erfordert in erheblichem Maße Netzausbauaktivitäten. Betroffen sind dabei insbesondere die Übertragungsnetze infolge regional konzentrierter Windstromerzeugung, daneben aber zum Teil auch Verteilnetze aufgrund hoher Fotovoltaik- und Biomasseeinspeisung, insbesondere im ländlichen Raum. Die hierbei entstehenden Kosten sind den erneuerbaren Energien bzw. dem EEG aber nur teilweise zurechenbar, weil sie auch dem zunehmenden Stromhandel und der Einbindung neuer fossiler Kapazitäten dienen (insbesondere Übertragungsnetze). Zudem ist eine Abgrenzung zwischen dem turnusmäßig anfallenden Erneuerungsbedarf einerseits und dem auf den Ausbau der erneuerbaren Energien zurückzuführenden Ausbau der Verteilnetze andererseits kaum möglich. Hierzu liegen bislang auch keine belastbaren Daten vor.
- Direkt den erneuerbaren Energien zurechenbar sind die Netzanschlusskosten für die Offshore-Windparks. In der dena II-Studie werden dafür rund 340 Mio. Euro pro Jahr angegeben. Dabei wurde allerdings ein Ausbau auf 14 GW bis 2020 unterstellt, was deutlich über den aktuellen Erwartungen liegt.

- Das häufigere Anfahren und der vermehrte Teillastbetrieb von Kraftwerken kann zudem zu zusätzliche Brennstoffkosten führen.

Diese Rechnung ist jedoch noch keine vollständige ökonomische Bilanz des EEG. Neben betriebswirtschaftlichen Effekten hat es auch positive gesamtwirtschaftliche Wirkungen. Hierzu zählen:

- die Einsparungen beim Import von Steinkohle und Gas nach Deutschland und die damit verbundene Verringerung der Abhängigkeit Deutschlands von Energieimporten. Allein 2009 konnte die erneuerbare Stromerzeugung fossile Energieimporte im Wert von über 2,2 Mrd. Euro einsparen; hiervon sind etwa 80 Prozent dem EEG zuzuschreiben. Hieraus resultieren neben einheimischer Wertschöpfung z.B. auch außenpolitische Vorteile: Angesichts der künftig weiter zunehmenden Konzentration knapper fossiler Energie in politisch instabilen Regionen ist der maßgeblich vom EEG geprägte Weg in das regenerative Zeitalter eine wesentliche Voraussetzung für künftige Energiesicherheit und – hieraus folgend – politische Unabhängigkeit. Im Hinblick auf Terror- oder Proliferationsgefahren hat eine weitgehend dezentrale, regenerativ ausgerichtete Energieversorgung auch sicherheitspolitische Vorteile gegenüber einem zentral organisierten, fossil-nuklearen Energiesystem;
- die Vermeidung von externen Schadenskosten. Im Vergleich zur erneuerbaren Stromerzeugung verursacht die Stromerzeugung durch fossile Energieträger deutlich höhere Klima- und Umweltschäden. Diese werden bislang weitgehend noch nicht verursachergerecht den Strompreisen zugerechnet, sondern sind von der Allgemeinheit zu tragen. Die eingesparten Klima- und Umweltschadenskosten fossiler Energieträger sind aus systemanalytischer Sicht den Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien gegenüber zu stellen. Bei Ansatz eines wissenschaftlich gestützten Schätzwerts von 70 Euro pro Tonne CO₂ und Berücksichtigung aller Luftschadstoffe und Treibhausgase hat die erneuerbare Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2009 nach aktuellen Berechnungen Schäden von insgesamt rd. 5,7 Mrd. Euro vermieden.

Daneben hat das EEG selbst auch eine Preis senkende Wirkung im Strommarkt. Verschiedene wissenschaftliche Untersuchungen belegen dies insbesondere für den Spotmarkt, wo in Zeiten hoher Stromeinspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien und gleichzeitig geringer Nachfrage der Börsenpreis sinkt. Dieser sogenannte Merit-Order-Effekt betrug nach wissenschaftlichen Untersuchungen für das BMU in den Jahren 2006 – 2009 jeweils etwa 0,6 Cent/kWh (näheres hierzu unter 2.).

f) Verringerung der Marktkonzentration im Stromsektor

Nach aktuellen Markterhebungen befand sich Ende 2009 rund 50 Prozent der gesamten in Deutschland installierten Erneuerbare-Energien-Stromerzeugungskapazität in der Hand von Privatpersonen und Landwirten. Die vier ehemaligen Strom-Verbundunternehmen hielten nur einen Anteil von deutlich unter 10 Prozent; mit klarem Abstand hinter anderen Eigentümergruppen (z.B. Projektierern oder Banken/Fonds). Auch wenn diese vier Unternehmen in Zukunft ihr Engage-

ment bei erneuerbaren Energien deutlich verstärken wollen (insbesondere im Kontext der Windenergie auf See), wird der unter Wettbewerbsgesichtspunkten bedenklichen Marktkonzentration im Stromsektor durch das EEG effektiv entgegengewirkt.

g) Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes auf Natur und Landschaft

Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien sind außerdem Auswirkungen auf Natur und Landschaft verbunden. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz enthält deshalb Regelungen, um negative Auswirkungen möglichst zu vermeiden bzw. zu minimieren und eine nachhaltige Ausgestaltung zu fördern. So knüpfen die Vergütungsregelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes bei der Wasserkraft weiterhin an einen guten ökologischen Zustand der Gewässer an. Die Vergütung von Strom aus Fotovoltaikanlagen auf Freiflächen wird an die Aufstellung eines Bebauungsplans gebunden und der Strom aus Neuanlagen in besonders schützenswerten Gebieten nicht mehr gefördert. Im Rahmen der Erzeugung von Strom aus Biomasse wird durch die neue Vergütungsstruktur versucht, negative natur- und umweltrelevante Auswirkungen zu begrenzen. Die beim Anbau von Biomasse für den Biogassektor zu beobachtende starke Fokussierung auf Mais als dominierendes Substrat ist aufgrund der negativen Auswirkungen auf die Biodiversität, aufgrund der Auswirkungen auf den Wasserbereich und aus agrarwirtschaftlichen Gründen problematisch. In der Öffentlichkeit wird diese Monotonisierung unter dem Schlagwort „Vermaisung der Landschaft“ kritisch bewertet. Dem einseitigen Anbau bestimmter Energiepflanzen wie vor allem von Mais wird durch eine neu eingeführte Deckelung des Einsatzes von Mais und Getreidekorn in Biogasanlagen entgegengewirkt, ohne die Förderung dieser für die Stromerzeugung aus Biomasse wichtigen Substrate unterhalb des Höchstanteils einzuschränken. Damit soll zugleich ein Anreiz geschaffen werden, andere Einsatzstoffe, vor allem ökologisch vorteilhafte Substrate, intensiver zu mobilisieren. Zugleich sind durch die Abschaffung des sogenannten „Gülle-Bonus“ einerseits und die Entkopplung der einsatzstoffbezogenen Vergütung für Gülle von der für nachwachsende Rohstoffe wie Mais andererseits pachtpreisentlastende Effekte vor allem in einigen Regionen mit hoher Viehbestandsdichte zu erwarten.

Besonders intensiv untersucht wurden in den letzten Jahren die Umwelt- und Naturschutzauswirkungen der Nutzung der Windenergie an Land und auf dem Meer. Negative Effekte wie die Beeinträchtigung des Landschaftsbildes, die Störung von Anwohnern und Erholungssuchenden, aber auch von Tieren durch Lärm, Schattenwurf, Lichtreflexe usw. sowie die Kollisionsraten von Vögeln und Fledermäusen sind aufgrund des Zusammenspiels der Regelungen des EEG mit dem Raumordnungs- oder Zulassungsrecht, von Ausnahmen abgesehen, durch eine geeignete Standortwahl weitgehend beherrschbar. Bei Offshore-Windkraftanlagen sind aus Naturschutzsicht besonders wertvolle Flächen explizit von einer Vergütung ausgenommen.

Neben der Berücksichtigung möglicher negativer Auswirkungen auf Natur und Landschaft sind die positiven Klimawirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien hervorzuheben. Erneuerbare Energien tragen dazu bei, die Folgeschäden der Klimaänderungen zu vermindern. Dies leistet auch einen Beitrag für den Schutz von Natur und Landschaft.

2. Kosten für die öffentlichen Haushalte

Unmittelbare Kosten für die öffentlichen Haushalte (Bund, Länder, Kommunen) entstehen in dem Maße, wie sich dort die Strombezugskosten durch eine steigende EEG-Umlage erhöhen. Diese Wirkungen werden unten genauer dargestellt (siehe unten 3.).

Außerdem ist nicht auszuschließen, dass infolge der Setzung von Anreizen für die Direktvermarktung von Strom aus Anlagen, die ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, mittelfristig die Stromsteuerbefreiung in § 9 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe b des Stromsteuergesetzes verstärkt in Anspruch genommen wird. Da nicht absehbar ist, wie sich die Direktvermarktung entwickelt und welche Mengen des direkt vermarkteten Stroms von Letztverbrauchern in räumlichem Zusammenhang zu der Anlage entnommen werden, können die möglichen Einnahmeausfälle nicht beziffert werden. Die weitere Entwicklung bleibt zu beobachten.

Infolge der um weitere zwei Jahre verlängerten Förderung des Eigenverbrauchs von Strom aus Fotovoltaikanlagen ist ferner mit Einnahmeausfällen bei der Stromsteuer in einer Höhe von möglicherweise bis zu einem unteren zweistelligen Millionenbereich jährlich zu rechnen.

Für den Bund entstehen darüber hinaus geringfügige weitere Kosten, weil der kontinuierliche weitere Ausbau der erneuerbaren Energien sowie vorgeschlagene Änderungen im EEG insbesondere an drei Stellen zusätzlichen Aufwand verursachen. Dies betrifft den Betrieb der Clearingstelle nach § 57 EEG sowie die Tätigkeiten des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle und der Bundesnetzagentur, die bereits im geltenden Recht etabliert sind und sich bewährt haben.

Im Einzelnen:

- Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien und die Ausbauziele der Bundesregierung, wie sie in § 1 Absatz 2 EEG gesetzlich verankert werden, bedingen einen größeren Arbeitsaufwand bei der Clearingstelle als Folge der steigenden Marktanteile der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung. Die Clearingstelle genießt inzwischen eine hohe Akzeptanz. Mit diesem Anstieg der Aufgaben wird eine moderate Erhöhung des Mittelvolumens erforderlich. Diese Mehrkosten fallen zwar bei dem privatrechtlich organisierten Betreiber der Clearingstelle an (siehe unten zu § 57 EEG); hierfür wird der Betreiber jedoch auf Grund der gesetzlichen Verpflichtung nach § 57 EEG finanziell durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit gefördert. Eine moderate Erhöhung des Mittelvolumens für den Betrieb der Clearingstelle erscheint wegen steigender Aufgaben und des kontinuierlichen Ausbaus der erneuerbaren Energien angemessen. Darüber hinaus prüft die Clearingstelle die Einführung von Entgelten bei kontradiktorischen Verfahren für das Jahr 2012. Darüber hinaus werden ab 2013 Entgelte für kontradiktorische Verfahren nach Maßgabe der Verfahrensordnung erhoben.
- Die vorgeschlagenen Änderungen der §§ 40 ff. EEG werden bei dem mit der Administrierung der besonderen Ausgleichsregelung betrauten Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) voraussichtlich zu einem insgesamt spürbar erhöhten Arbeitsaufwand und – hiermit verbunden – auch Personalbedarf führen. Zwar verringert der künftig eingeschränkte Nutzerkreis Missbrauchsmöglichkeiten und damit in gewissem Um-

fang auch die Zahl der bislang begünstigten Unternehmen, insbesondere aus dem Bereich der Energiewirtschaft. Den hieraus resultierenden Entlastungen beim BAFA stehen aber insbesondere die mit den künftig abgesenkten Eingangsschwellen (§ 41 Absätze 1 und 3 EEG) verbundenen, voraussichtlich deutlich erhöhten Fallzahlen und der gerade bei neuen Antragstellern erfahrungsgemäß oft deutlich höhere Informationsbedarf gegenüber. Erste Abschätzungen, die allerdings durch das Fehlen statistischer Daten ganz erheblich unsicherheitsbehaftet sind, halten kurz- und mittelfristig eine Verdreifachung der bisherigen Antragszahlen (2010: rd. 650) für möglich. Dies geht einher mit einem entsprechenden Personalbedarf, der derzeit ermittelt wird.

- Die vorgeschlagenen Änderungen in § 61 EEG werden bei der Bundesnetzagentur zu einem erhöhten Personalbedarf führen.

Zusätzlich wird eine neue Berichtspflicht für den Bund eingeführt, die mit neuen Kosten verbunden sind, nämlich die Pflicht zur Erstellung eines jährlichen Monitoringberichts durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit nach § 65a EEG.

Die Kosten für den Bund werden von den betroffenen Ressorts im Rahmen der für ihre Einzelpläne geltenden Finanzplanansätze gedeckt. Über (Plan-) Stellen in den jeweiligen Personalhaushalten wird unter Berücksichtigung vorhandener Ressourcen in den jeweiligen Haushaltsaufstellungsverfahren zu entscheiden sein.

3. Kosten für Wirtschaft sowie Verbraucherinnen und Verbraucher

Die Kosten der vorgeschlagenen Änderungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz für die Wirtschaft und die Verbraucher werden davon bestimmt, wie sich diese Änderungen auf die EEG-Differenzkosten und, hiervon abgeleitet, auf die von den Stromverbraucherinnen und -verbrauchern zu tragende EEG-Umlage auswirken. Entscheidend sind letztlich die hieraus resultierenden Strompreisänderungen bei den Letztverbraucherinnen und Letztverbrauchern.

Nach dem in der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) vorgegebenen Verfahren ergeben sich die EEG-Differenzkosten als Differenz zwischen den an die Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber geleisteten Vergütungs- und Prämienzahlungen und den Erlösen aus der Vermarktung des nach § 16 EEG vergüteten EEG-Stroms an der Börse. Ihre Höhe hängt einerseits von den Vergütungs- und Prämienzahlungen, andererseits von dem in Abzug zu bringenden Wert der an der Börse von den Übertragungsnetzbetreibern vermarkteten EEG-Strommengen ab. So führen steigende Strompreise an der Börse zu höheren Einnahmen beim Verkauf des EEG-Stroms an der Börse und damit tendenziell zu einem Sinken der EEG-Differenzkosten. Auf der anderen Seite ist bei dem angestrebten Ausbau der erneuerbaren Energien mit einer Zunahme der Vergütungs- und Prämienzahlungen zu rechnen. Dies wirkt differenzkostenerhöhend.

Die Differenzkosten werden anteilig auf den gesamten an Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher gelieferten EEG umlagepflichtigen Strom umgelegt. Dieser Quotient, die sogenannte EEG-Umlage, wird wesentlich auch davon bestimmt, wie sich der Letztverbrauch entwickelt. Vermindert sich diese Größe, z.B. durch Sonderregelungen im EEG (sogenanntes Grünstrompri-

vileg nach § 37 Absatz 1 Satz 2 EEG 2009 bzw. § 39 EEG 2012; besondere Ausgleichsregelung nach den §§ 40 ff. EEG) oder gezielte Ausweichstrategien, erhöht sich die EEG-Umlage. Diese ist Teil der Strombeschaffungskosten der Vertriebe und wird von diesen bislang in aller Regel in voller Höhe auf die Endkundenpreise aufgeschlagen.

Wegen der erheblichen Prognoseunsicherheiten bei den oben genannten Einflussgrößen sind Abschätzungen zur künftigen Entwicklung der EEG-Umlage selbst auf kurze Zeit stark unsicherheitsbehaftet. So hatten die Übertragungsnetzbetreiber im Oktober 2010 für das Jahr 2011 Differenzkosten von insgesamt 13,5 Mrd. Euro und eine EEG-Umlage von rd. 3,5 Cent pro Kilowattstunde für alle nicht von der besonderen Ausgleichsregelung profitierenden Endkunden (neben Haushalten auch andere gewerbliche oder industrielle Abnehmer) prognostiziert. Hiervon entfielen etwa 0,3 Cent pro Kilowattstunde für eine in 2011 nachzuholende Unterschätzung der EEG-Umlage für 2010. Ohne diese Nachholeffekte und gestützt auf aktuelle Marktdaten erwartet eine wissenschaftliche Untersuchung für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit im Rahmen des Erfahrungsberichts für 2011 lediglich Differenzkosten von rund 11 Mrd. Euro bzw. eine jahresscharfe Umlage von etwa 2,7 Cent pro Kilowattstunde.

Auf Grundlage des geltenden EEG steigen die EEG-Differenzkosten nach dieser Untersuchung bis 2015 dann noch auf ein Maximum von 12 Mrd. Euro (bzw. 3,0 Cent pro Kilowattstunde), um anschließend über 10,5 Mrd. Euro (2020) bis zum Jahr 2030 deutlich und kontinuierlich auf rd. 2,6 Mrd. Euro zurückzugehen. Alle diese Werte sind inflationsbereinigt, d.h. in realen Größen, angegeben.

Die Änderungen am EEG-Vergütungssystem, die im vorliegenden Gesetzentwurf gegenüber dem EEG 2009 vorgenommen werden, haben in der Summe voraussichtlich keine erheblichen Auswirkungen auf die oben genannten Kostengrößen. In den bislang noch hoch vergüteten und mengenmäßig relevanten Sparten neutralisieren sich die Anpassungen zumindest teilweise. Im Bereich der Biomasse fallen die Vergütungssätze durch die Neugestaltung der Vergütungsstrukturen niedriger aus, bei der Windenergie auf See und Geothermie kommt es gegenüber dem EEG 2009 zu höheren Vergütungen. Bei Strom aus Fotovoltaikanlagen gibt es dagegen keine signifikanten Änderungen gegenüber den bereits im Jahr 2010 vorgenommenen Änderungen. So wird insbesondere die Beibehaltung der Regelungen zum „atmenden Deckel“, der durch die EEG-Novelle aus dem Jahr 2010 umgestaltet und erweitert wurde, dazu führen, dass der Kostenanstieg der vergangenen Jahre, der teilweise auf einen starken Ausbau der Fotovoltaik zurückzuführen war, wirksam begrenzt wird.

Als maximale Abweichung liegen die jährlichen EEG-Differenzkosten nach den Regelungen des Gesetzentwurfs um das Jahr 2020 etwa 900 Mio. Euro über ihrem Wert bei einem unveränderten EEG. Diese Differenz nimmt danach wieder ab. Ab etwa 2025 sind dann infolge der vorgeschlagenen Änderungen sogar geringfügig niedrigere Differenzkosten zu erwarten. Kumuliert über einen Zeitraum 2012 bis 2030 führen die Änderungen unter ansonsten gleichen Rahmenbedingungen gegenüber dem geltenden EEG nur zu einem Anstieg der EEG-Differenzkosten von insgesamt etwa 6 Mrd. Euro.

In der EEG-Umlage schlägt sich dies nur sehr geringfügig nieder. Im Jahr 2020 würde die EEG-Umlage infolge der vorgeschlagenen Änderungen, u. a. durch die Einführung des „Stauchungsmodells“ bei Windenergie auf See, maximal um etwa 0,3 Cent pro Kilowattstunde höher liegen als bei unverändert geltendem EEG. Für einen Referenzhaushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3 500 kWh ergäben sich hieraus zusätzliche Kosten von maximal rund 90 Cent pro Monat. Danach verringert sich der Unterschied wieder. Etwa ab dem Jahr 2025 könnte die EEG-Umlage dann infolge der vorgeschlagenen Änderungen geringfügig unter ihrem Wert bei unverändert geltendem EEG liegen (maximal um ca. 0,1 Cent pro Kilowattstunde niedriger).

Insgesamt erwartet die oben genannte Untersuchung für das BMU, dass die monatlichen EEG-Kosten eines Referenzhaushalts (Stromverbrauch 3.500 kWh/a) bei Umsetzung der Änderungen von etwa 6,50 Euro (2010) auf ein Maximum von etwa 9,50 Euro im Jahr 2015 steigen, um danach bis 2030 deutlich bis auf etwa 2 Euro pro Monat zurückzugehen (2020: 8,90 Euro). Die tatsächlichen Kostenwirkungen schwanken in der Praxis allerdings stark in Abhängigkeit vom tatsächlichen Stromverbrauch und der Anzahl der haushaltszugehörigen Personen. Zudem ist zu berücksichtigen, dass die genannten realen Größen infolge der Inflation de facto etwas höher liegen werden als in den genannten Modellrechnungen.

Ein um 0,3 Cent pro Kilowattstunde erhöhter Strompreis würde bei einem voll umlagepflichtigen gewerblichen Stromabnehmer (Jahresstromverbrauch 1 Gigawattstunde) jährliche Mehrkosten von 3 000 Euro verursachen. Die von der besonderen Ausgleichsregelung begünstigten Unternehmen wären hiervon gar nicht bzw. nur in äußerst geringem Umfang betroffen, weil ihre EEG-Kosten begrenzt sind.

Gesondert zu betrachten sind die Kostenwirkungen der im Gesetzentwurf vorgesehenen Änderungen der besonderen Ausgleichsregelung. Durch die Absenkung der unteren Einstiegschwellen wird sich deren Inanspruchnahme ggf. deutlich erhöhen, was mit steigender Umverteilung auch die EEG-Umlage aller nicht privilegierten Strombezieher erhöhen wird. Die Einschränkung der Inanspruchnahme auf Unternehmen der Branchenklassen B und C wirkt dem voraussichtlich nur in geringerem Maße entgegen. Aus Mangel an belastbaren Daten sind die Gesamtwirkungen derzeit nur äußerst schwer abschätzbar. Im Saldo könnte sich die Umverteilungswirkung der besonderen Ausgleichsregelung um etwa 300 Mio. Euro pro Jahr erhöhen. Die EEG-Umlage der nicht privilegierten Stromkunden würde hierdurch in einer Größenordnung von etwa 0,1 Cent pro Kilowattstunde steigen.

Für ein aufgrund seiner niedrigen Stromintensität nicht privilegiertes Unternehmen mit einem jährlichen Stromverbrauch von 5 GWh würde dies gegenüber der bisherigen Rechtslage zu geringfügigen jährlichen Mehrkosten in Höhe von etwa 5 000 Euro führen. Gleichzeitig würden zahlreiche bislang nicht begünstigte mittelständische Unternehmen entlastet. Ein nach der bisherigen Regelung gerade noch nicht begünstigtes Unternehmen (Stromverbrauch knapp 10 GWh) hätte durch die Anpassungen der besonderen Ausgleichsregelung z.B. eine Entlastung von rund 290 000 Euro. Für Unternehmen mit noch höherem Stromverbrauch, die durch die Absenkung des Schwellenwertes für Stromintensität auf 14 Prozent künftig erstmals in den Genuss der Regelung kommen, entstünde eine u. U. noch deutlich höhere Begünstigung.

Neben den dargelegten EEG-Differenzkosten hat das EEG jedoch auch preissenkende Wirkungen im Strommarkt. Verschiedene wissenschaftliche Untersuchungen belegen dies insbesondere für den Spotmarkt, wo in Zeiten hoher Stromeinspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien und gleichzeitig geringer Nachfrage der Börsenpreis sinkt. Insbesondere in Starkwindzeiten, aber auch an sehr sonnenreichen Tagen führte ein hohes Angebot an Strom aus Windkraft oder Fotovoltaik zu einem sehr niedrigen Börsenpreis. Dieser sogenannte Merit-Order-Effekt betrug nach wissenschaftlichen Untersuchungen für das BMU in den Jahren 2006 – 2009 jeweils etwa 0,6 ct/kWh; er dürfte 2010 in einer ähnlichen Größenordnung gelegen haben. Vor diesem Hintergrund ist der deutliche Rückgang der Börsenstrompreise nicht nur konjunkturbedingt, sondern auch als Folge der seit 2010 laut Ausgleichsmechanismusverordnung praktizierten Vermarktung des EEG-Stroms über die Börse zu erklären. In welchem Ausmaß sich dies auf die Strombeschaffungskosten der Vertriebe und – hieran anschließend – auf die Strompreise auswirkt, hängt stark vom jeweiligen Marktverhalten ab und wird unterschiedlich bewertet. Unstrittig ist jedoch, dass der jüngste Rückgang der Beschaffungspreise Spielraum bietet, die gestiegene EEG-Umlage zumindest teilweise zu kompensieren.

Inwieweit dies geschieht, hängt nicht zuletzt von einem funktionierenden Wettbewerb und damit auch davon ab, inwieweit Stromverbraucher entsprechende Preiserhöhungen akzeptieren bzw. von der Möglichkeit Gebrauch machen, den Stromlieferanten zu wechseln. In besonderer Weise dürfen die aufgrund der besonderen Ausgleichsregelung privilegierten Unternehmen vom Merit-Order-Effekt profitieren, da diese ihren Strombedarf zumindest teilweise über die Börse decken.

4. Bürokratiekosten

Mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien werden die Bürokratiekosten des EEG insgesamt steigen, da der politisch gewünschte Ausbau der erneuerbaren Energien die für die Bürokratiekostenberechnung maßgebliche Fallzahl, nämlich die in Deutschland betriebenen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas, auch mit Blick auf bereits bestehende und nach diesem Gesetz fortgeltenden Informationspflichten, erhöht. Ungeachtet dessen wirkt sich auch die vorliegende Novelle des EEG auf die Bürokratiekosten aus:

Die in dem Gesetzentwurf vorgesehenen Informationspflichten entsprechen teilweise dem geltenden Recht und werden lediglich aus systematischen oder redaktionellen Gründen geändert, ohne dass sich hierdurch Änderungen der Informationspflichten selbst ergeben. Hier sind insbesondere die folgenden Informationspflichten zu nennen:

1. § 17 Absatz 2 Nummer 1 EEG – Meldung von Standort und installierter Leistung von Fotovoltaikanlagen an die Bundesnetzagentur: Hierdurch wird die für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber bestehende Informationspflicht nach § 16 Absatz 2 Satz 2 EEG 2009 lediglich an einen neuen Standort überführt.
2. § 52 EEG – Veröffentlichungspflichten der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Wälzung sowie Änderungen in der Ausgleichsmechanismusverordnung: Diese Pflichten waren bisher vollständig in der Ausgleichsmechanismusverordnung geregelt und werden mit

der EEG-Novelle teilweise in das Gesetz überführt. Zusätzliche Informationspflichten sind damit nicht verbunden, daher werden diese im Folgenden nicht gesondert aufgeführt.

3. § 64e i.V.m. § 17 Absatz 2 Nummer 2 EEG – Ermächtigung der Bundesregierung zur Einführung eines allgemeinen Anlagenregisters und, sobald dieses eingeführt ist, Antrag auf Eintragung der Anlagen in dieses Register: Hierdurch werden die bestehende Ermächtigung nach § 64 Absatz 1 Nummer 9 EEG 2009 sowie die für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber vorgesehene Informationspflicht nach § 16 Absatz 2 Satz 1 EEG 2009 lediglich an neue Standorte überführt; hiermit ist keine inhaltliche Änderung verbunden. Im Übrigen entsteht die Informationspflicht nur und erst dann, sofern die Bundesregierung von dieser Verordnungsermächtigung gebrauch macht. Die Bürokratiekosten werden dann bei Verabschiedung der Verordnung geprüft und bewertet.

Nachfolgend werden zunächst alle Informationspflichten dargestellt, die durch das vorliegende Gesetz neu eingeführt oder inhaltlich bzw. hinsichtlich des Kreises der Informationspflichtigen geändert werden. Hierbei ist insbesondere die bestehende Informationspflicht zu nennen, wonach Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber bis zur Inbetriebnahme ihrer Anlage die Inanspruchnahme einer Förderung nach dem EEG ihrem Netzbetreiber mitteilen müssen. Diese Informationspflicht ist seit jeher Bestandteil des EEG. Sie wird durch die Novelle des EEG geringfügig erweitert, weil bei dieser Mitteilung in Einzelfällen weitere Angaben gemacht werden müssen (z.B. die Inanspruchnahme der Marktprämie anstelle der festen Einspeisevergütung, die Inanspruchnahme des sogenannten Stauchungsmodells nach § 31 Absatz 3, die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie nach § 33i oder die Inanspruchnahme der besonderen Übergangsregelungen für Wasserkraftanlagen nach § 66 Absatz 6 oder für Biomasseanlagen nach § 66 Absatz 7). Hierdurch wird jeweils die bestehende Informationspflicht so geringfügig erhöht, dass der zeitliche Mehraufwand für das Ausfüllen der Mitteilung an den Netzbetreiber unter fünf Minuten liegen dürfte. Diese Erweiterungen der Informationspflichten sind nur mit marginal erhöhten Bürokratiekosten verbunden, die zugleich mit einer Erweiterung der unternehmerischen Handlungsspielräume und dadurch Entscheidungsfreiheiten einhergehen. Sie werden daher nachfolgend nicht berücksichtigt.

Im Übrigen werden alle neuen Informationspflichten sowie Änderungen bestehender Informationspflichten nachfolgend tabellarisch dargestellt; dies betrifft insbesondere die Informationspflichten aus der Einführung der Markt- sowie der Flexibilitätsprämie, der Neugestaltung des sogenannten Grünstromprivilegs und den Änderungen des Ausgleichsmechanismus (Tabelle 1). Im Anschluss werden die durch das vorliegende Gesetz aufgehobenen Informationspflichten dargestellt, die insoweit die Bürokratiekostenbelastung für die betroffenen Akteure gegenüber der bisherigen Rechtslage reduzieren (Tabelle 2).

Tabelle 1: Neue Informationspflichten und Kosten pro Jahr

Lfd. Nr.	Vorschrift	Inhalt der IP	Informationspflichtiger	Aufwand (Kosten pro Fall)	Fallzahl (Jahr)	Häufigkeit	Aufwand (Summe gerundet)	Neue IP / Änderung einer bestehenden IP
1	§ 23 Absatz 4 EEG	Pflicht zum Nachweis der Einhaltung der ökologischen Anforderungen bei Inbetriebnahme oder Neuinbetriebnahme	Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Wasserkraftanlagen	Kostenfaktor aus Bestandsmessung (vereinfachtes Verfahren): 0,80 EUR	320, davon ca. 280 Modernisierungen	1,0	256 EUR Vorherige Belastung der IP: 15 Euro <u>Mehrbelastung: 241 EUR</u>	Änderung einer bestehenden Informationspflicht (§ 23 Absatz 5 EEG 2009)
2	§ 27 Absatz 5, 1. Hs. i.V.m. Absatz 1 und Absatz 2, Absatz 6 Nummer 4, § 27a EEG	Nachweisführung zum Erhalt der Grundvergütung bzw. der einsatzstoffbezogenen Vergütung darüber, welche Biomasse eingesetzt wird und dass keine anderen Stoffe eingesetzt werden (Einsatzstoff-Tagebuch), ggf. einschließlich des Nachweises der Einhaltung des „Mais-/ Getreidedeckels“ (ebenfalls Einsatzstoff-Tagebuch)	Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Biomasseanlagen	Aus Bestandsmessung: 18,70 EUR Zeitaufwand 30 Min., Lohnsatz 37,40 EUR	ca. 1 500 Neuanlagen	1,0	28 050 EUR	Änderung einer bestehenden Informationspflicht (§ 27 Absatz 3 Nummer 2 EEG 2009)
3	§ 27 Absatz 6 Nummer 2 i.V.m. Absatz 4, § 27a EEG	Nachweis der Mindestwärmenutzung als alternative Vergütungsvoraussetzung (Umweltgutachten)	Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Biomasseanlagen	1 242 EUR Zeitaufwand: 64,5 Min., Lohnsatz: 38,70 EUR. Zusätzlich fallen durchschnittlich 1 200 EUR je Umweltgutachten an.	ca. 1.500	1,0	1 863 000 EUR Vorherige Belastung der IP: 3 000 EUR <u>Mehrbelastung: 1 860 000 EUR</u>	Änderung einer bestehenden Informationspflicht (§ 27 Absatz 4 Nummer 3 i.V.m. Anlage 3 Nummer II EEG 2009)

4	§ 27 Absatz 6 Nummer 3 i.V.m. Absatz 4 Nummer 2	Nachweis der Mindestgüllenutzung als alternative Vergütungsvoraussetzung (Umweltgutachten)	Anlagenbetreiberin nen und Anlagen- betreiber von Biogasanlagen	1 242 EUR Aufwand vergleichbar mit Aufwand aus Nummer 3	Bereits in den Kosten zu Num- mer 3 ent- halten	1,0	<u>Mehrbelas- tung:</u> <u>3 105 000 EUR</u>	Änderung einer bestehenden Informationspflicht (Nummer VI.2.b der Anlage 2 EEG 2009)
5	§ 27b Absatz 1 Nummer 2 EEG	Nachweisführung mittels Massenbilanzsystem	Anlagenbetreiberin nen und Anlagen- betreiber von Anla- gen zur Stromer- zeugung aus Bio- methan, Klärgas, Deponiegas und Speichergas aus dem Erdgasnetz	3 EUR In Anlehnung an § 17 Absatz 1 BioSt-NachV: Zeitaufwand 5 Min., Lohnsatz 34,60 EUR.	ca. 500	1,0	<u>Mehrbelas- tung:</u> <u>1 500 EUR</u>	Neue Informationspflicht
6	§ 33d Absatz 2 – 4; § 33f EEG	Mitteilung von Wechseln zwischen Einspeisevergütung und Direktvermarktung oder verschiedenen Formen der Direktvermarktung	Anlagenbetreiberin nen und Anlagen- betreiber	3 EUR Voraussichtlicher Zeitaufwand 5 Min., Lohnsatz 38,70	ca. 11 350	1	<u>Mehrbelas- tung:</u> <u>36 000 EUR</u>	Änderung einer bestehenden Informationspflicht (§ 17 Absatz 2 EEG 2009)
7	§ 33i Absatz 1 Nummer 3 EEG	Registrierung einer Biogasanlage bei der Bundesnetzagentur	Anlagenbetreiberin nen und Anlagen- betreiber von Biogasanlagen	ca. 19 EUR Voraussichtlicher Zeitaufwand für Registrierung 30 Min., Lohnsatz 38,70 EUR.	bis zu 800	1 *	<u>Mehrbelas- tung:</u> <u>bis zu 15 000 EUR</u>	Neue Informationspflicht
8	§ 33i Absatz 1 Nummer 4 EEG	Mitteilung der Inanspruchnahme der Prämie, Übermittlung der Registrierungsbescheinigung und des Umweltgutachtens an den Netzbetreiber	Anlagenbetreiberin nen und Anlagen- betreiber von Biogasanlagen	995 EUR Voraussichtlicher Zeitaufwand 64,5 Min. zzgl. 5 Min. für Mitteilung der Inanspruchnahme der Prämie. Lohnsatz 38,70 EUR zzgl. Kosten für Umweltgutachter	bis zu 800	1 *	<u>Mehrbelas- tung:</u> <u>796 000 EUR</u>	Neue Informationspflicht

9	§ 36 Absatz 1 bis 3 EEG	Erfassungs- und Abrechnungspflichten der Übertragungsnetzbetreiber im bundesweiten Ausgleich	Übertragungsnetzbetreiber	415 000 EUR Bei Annahme eines um 5% höheren Zeitaufwands gegenüber der vorherigen Regelung (zwei getrennte Informationspflichten) entstehen pro Fall Kosten i.H.v. ca. 138 000 Euro (Zeitaufwand ca. 222 000 Min. bei einem Lohnsatz von 37,32 Euro) und ca. 97 000 Euro (Zeitaufwand ca. 153 000 Min. bei einem Lohnsatz von 37,90 Euro + 180 000 Zusatzkosten für das Testat).	4	1	1 660 000 EUR Vorherige Belastung der IP: 1 614 000 EUR <u>Mehrbelastung:</u> <u>46 000 EUR</u>	Änderung einer bestehenden Informationspflicht (§ 36 EEG 2009)
10	§ 39 Absatz 1 Nummer 2 EEG	Mitteilung der Inanspruchnahme des sogenannten Grünstromprivilegs	Elektrizitätsversorgungsunternehmen	ca. 6 EUR Voraussichtlicher Zeitaufwand aufgrund von Erfahrungswerten bei ähnlichen Pflichten 9 Min. bei einem Lohnsatz von 38,70 EUR	ca. 20	0,1	0 EUR	Änderung einer bestehenden Informationspflicht (§ 37 Absatz 1 Satz 2 EEG 2009)
11	§ 39 Absatz 1 Nummer 3 EEG	Nachweis der Voraussetzungen des Grünstromprivilegs mittels Testat nach § 50 EEG	Elektrizitätsversorgungsunternehmen	Es fallen voraussichtlich keine zusätzlichen Kosten an.	ca. 20	1	keine	Änderung einer bestehenden Informationspflicht (§ 37 Absatz 1 Satz 2 EEG 2009)
12	§ 41 EEG	Ausweitung der bestehenden Informationspflichten auf neue	Antragsteller der besonderen Aus-	1 982 EUR Zeitaufwand	ca. 654 Annahme	1,0	ca. 1 296.000	Änderung einer bestehenden

		Antragsteller durch Absenkung der 10 GWh Grenze für die Antragstellung in § 41 Absatz 1a EEG	gleichsregelung (stromintensive Unternehmen)	Bestandsmessung: 2 825 Min. mit Lohnsatz 42,10 Euro.	einer Verdopplung der aktuellen Fallzahl		EUR Vorherige Belastung der IP: 648 000 EUR <u>Mehrbelastung:</u> <u>648 000 EUR</u>	Informationspflicht
13	§ 47 Absatz 1 Nummer 1 EEG	Mitteilung der Vergütungs- und Prämienzahlungen an die Übertragungsnetzbetreiber	Verteilnetzbetreiber	Segment A (29 Fälle): 172 600 Min. bzw. 111 327 EUR Seg B (90 Fälle): 69 550 Min. bzw. 44 860 EUR Seg C (719 Fälle): 18 175 Min. bzw. 11 723 EUR Lohnsatz jeweils 38,70 Euro. Grundlage der Schätzung sind Daten der Bestandsmessung für drei Segmente je nach Größe der Betreiber. Der Zeitaufwand wurde um 25%, die Fallzahlen jeweils um rund 100% erhöht.	838 Fallzahl wurde für Berechnung in 3 Segmenten aufgeteilt.	1	15 695 000 EUR Vorherige Belastung der IP: 12 556 000 EUR <u>Mehrbelastung:</u> <u>3 139 000 EUR</u>	Änderung einer bestehenden Informationspflicht
14	§ 48 Absatz 3 Nummer 1 i.V.m. Nummer 3 der	Monatliche Veröffentlichung der Parameter der Marktprämie im Internet	Übertragungsnetzbetreiber	ca. 3 EUR Zeitaufwand voraussichtlich 5 Min.	4	12	<u>Mehrbelastung ca. 140 EUR</u>	Neue Informationspflicht

	Anlage 4 zum EEG			bei einem Lohnsatz von 38,70 EUR				
15	§ 54 EEG	Berechnung und Ausweisung des EEG-Anteils im Rahmen der Stromkennzeichnung	Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Übertragungsnetzbetreiber	Voraussichtlich entstehen allenfalls geringfügige zusätzliche Kosten, da Informationen i.d.R. bereits vorliegen.	ca. 900 Verteilnetzbetreiber und 4 Übertragungsnetzbetreiber	1,0	keine	Neue Informationspflicht
16	§ 54 Absatz 3 EEG	Veröffentlichung des EEG-Quotienten im Internet	Übertragungsnetzbetreiber	ca. 3 EUR Zeitaufwand voraussichtlich 5 Min., Lohnsatz 38,70 EUR	4	1	<u>Mehrbelastung ca. 12 EUR</u>	Neue Informationspflicht
17	§ 57 Absatz 6 EEG	Erstellung und Veröffentlichung des Tätigkeitsberichts der Clearingstelle	Betreiber der Clearingstelle	Schätzung 9 600 Min., Lohnsatz 38,70.	1	1	<u>Mehrbelastung ca. 6 000 EUR</u>	Neue Informationspflicht
18	§ 2a Absatz 3 BiomasseV i.V.m. Anlage 1 Nummer 64 oder 65, Anlage 2 Nummer 25 oder Anlage 3 Nummer 19	Nachweis des Heizwerts von Einsatzstoffen durch Lieferbescheinigung bzw. durch Prüfbescheinigung nach DIN EN 14918 (2010:04)	Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Biomassenanlagen	ca. 1,30 EUR Voraussichtlicher zusätzlicher Zeitaufwand der Lieferanten: 2 Min., Lohnsatz 38,70 EUR. Die Analyse wird von den Lieferanten schon jetzt aus Qualitätsgründen sowieso durchgeführt.	ca. 10 000	1,0	<u>Mehrbelastung ca. 13 000 EUR</u>	Änderung einer bestehenden Informationspflicht (§ 27 Absatz 3 Nummer 2 EEG 2009)

* Diese Informationspflicht fällt nur einmal an.

Tabelle 2: Weggefallene Informationspflichten

Lfd. Nr.	Vorschrift	Inhalt der IP	Informationspflichtiger	Bisheriger Aufwand (Kosten pro Fall)	Fallzahl (Jahr)	Häufigkeit	Eingesparter Aufwand (Summe)
1	§ 28 EEG 2009	Die Nachweisführung zur Inanspruchnahme des Wärmenutzungs-Bonus entfällt, da der Wärmenutzungsbonus nach § 28 Absatz 2 i.V.m. Nummer II der Anlage 4 zum EEG 2009 gestrichen und in die Grundvergütung integriert wird.	Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Geothermieanlagen	225 EUR	1-2	1,0	225 EUR
2	§ 29 Absatz 2 EEG 2009	Die Mitteilung und Ermittlung des Referenzertrags zur Berechnung der erhöhten Anfangsvergütung für Anlagen unter 50 kW entfällt aufgrund der neuen Fiktion in § 29 Absatz 3 EEG.	Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Windenergieanlagen	Kostenfaktor 1,44 EUR	unter 100	1*	144 EUR
3	§ 29 Absatz 3 und 4 EEG 2009	Die Übermittlung eines Nachweises, dass eine Windenergieanlage an einem Standort einen Referenzertrag von mindestens 60 Prozent erbringen wird, entfällt.	Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Windenergieanlagen	Bestandsmessung: Kostenfaktor 1,44 Euro	1.164	1*	1.676 EUR
4	§ 48 Absatz 2 Nummer 1 EEG 2009	Es entfällt die Informationspflicht, dass die Übertragungsnetzbetreiber an Elektrizitätsversorgungsunternehmen unverzüglich die geleisteten Vergütungszahlungen melden müssen.	Übertragungsnetzbetreiber	ca. 596 EUR Zeitaufwand 870 min., Lohnsatz 41,10 EUR	4	12	2.384 EUR

* Einmalige Informationspflicht

VII. Zeitliche Geltung

Eine Befristung des Artikelgesetzes ist geprüft, aber abgelehnt worden. Eine Befristung wäre mit dem in § 1 Absatz 2 EEG postulierten Langfristziel nicht vereinbar: Es ist Ziel der Bundesregierung, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2050 auf mindestens 80 Prozent zu erhöhen.

VIII. Vereinbarkeit mit höherrangigem Recht

1. Vereinbarkeit mit dem Recht der Europäischen Union

Der Europäische Gerichtshof hat in der Entscheidung Preussen-Elektra¹⁰ festgestellt, dass das Stromeinspeisungsgesetz mit den Beihilfevorschriften und den Regelungen über den freien Warenverkehr des europäischen Primärrechts vereinbar war. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz ist, soweit es für die europarechtliche Beurteilung relevant ist, mit der Konstruktion des Stromeinspeisungsgesetzes identisch und daher ebenfalls mit dem primärrechtlichen Beihilfenrecht vereinbar. Die Europäische Kommission hat daher am 22. Mai 2002 entschieden, dass das Erneuerbare-Energien-Gesetz keine staatliche Beihilfe im Sinne des Europarechts darstellt. Die Ausführungen des Europäischen Gerichtshofs, mit denen er auch die Vereinbarkeit mit der Warenverkehrsfreiheit bejaht hat, sind grundsätzlich ebenfalls auf das EEG übertragbar. Allerdings geht seit dem 25. Juni 2009 die Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen als Nachfolgerin der Richtlinie 2001/77/EG als Sonderregelung den Vorschriften des AEUV über den freien Warenverkehr vor. Die Richtlinie 2009/28/EG sieht in Artikel 3 Absatz 2 die nationalen Förderregeln einschließlich von Systemen mit einer festen Einspeisevergütung oder Prämienzahlung als zentrales Instrument für die Erreichung der Ziele im Bereich des Ausbaus der erneuerbaren Energien und gewährt Mitgliedstaaten vorbehaltlich der Regeln des Beihilfenrechts die Möglichkeit, zu entscheiden, inwieweit Energie aus erneuerbaren Quellen, die im Ausland erzeugt wurde, in die nationalen Fördersysteme einbezogen wird. Damit ist klargestellt, dass die Beschränkung der EEG-Förderung auf Anlagen, die im Inland errichtet werden, mit dem Europarecht vereinbar ist. Die für den Strombereich im Übrigen relevanten Anforderungen der Richtlinie 2009/28/EG wurden mittlerweile durch das „Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien“, das am 1. Mai 2011 in Kraft getreten ist, umgesetzt (sogenanntes EEG 2011, siehe oben).

Die in § 64b EEG normierte Verordnungsermächtigung zur Festlegung von Nachhaltigkeitsanforderungen für die Stromerzeugung aus fester, flüssiger oder gasförmiger Biomasse eröffnet die Möglichkeit, neben den bereits durch die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung in Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG formulierten Nachhaltigkeitsanforderungen an die Nutzung flüssiger Biomasse zukünftig auch für die Verwendung fester und gasförmiger Biomasse Nachhaltigkeitsanforderungen festzulegen, soweit dies mit den – für feste und gasförmige Biomasse im Elektrizitätssektor noch ausstehenden – europäischen Vorgaben vereinbar ist. Die Bundesregierung wird sich auf europäischer Ebene dafür einsetzen, die Nachhaltigkeitskriterien der EU-

¹⁰ EuGH, Urteil vom 13. März 2001 – C-379/98.

Richtlinie 2009/28/EG auf alle Bioenergieträger auszudehnen. Hierbei sollen auch die Effekte indirekter Landnutzungsänderungen im Rahmen der Treibhausgasbilanzen in angemessener Weise berücksichtigt werden.

2. Vereinbarkeit mit nationalem Verfassungsrecht

Auch mit dem Verfassungsrecht ist der vorliegende Gesetzentwurf vereinbar. Der Bundesgerichtshof ist der Rechtsauffassung des Europäischen Gerichtshofs mit seinen Urteilen vom 11. Juni 2003 zum EEG gefolgt und hat darüber hinaus deutlich gemacht, dass auch gegen die Verfassungsmäßigkeit des EEG keine Bedenken bestehen.

IX. Vereinbarkeit mit der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie

Bei der Erarbeitung des Gesetzentwurfs wurden die Ziele und Managementregeln der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie von Anbeginn berücksichtigt. Nach Überprüfung der zehn Managementregeln der Nachhaltigkeit und der 21 Schlüsselindikatoren wird die Novelle des EEG als vereinbar mit der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie bewertet.

Insbesondere fördert der Gesetzentwurf durch Einführung weiterer Effizienzanforderungen und klima- und ressourcenschonender Maßnahmen etwa im Bereich der Bioenergieträger – z.B. durch erstmals als Vergütungsvoraussetzung normierte Mindestwärmenutzungsgrade (§ 27 EEG) – eine nachhaltige Produktionsweise von Strom aus Biomasse. Verbrauchern wird es durch die Neuregelung zur Stromkennzeichnung durch die Elektrizitätsversorgungsunternehmen (§§ 53, 54 EEG) erleichtert, ihrer Verantwortung für die Auswahl des Produkts und dessen sozial und ökologisch verträgliche Nutzung gerecht zu werden (Managementregel Nummer 2).

Verschiedene Maßnahmen zur Begrenzung des Einsatzes bestimmter Rohstoffe zur Stromerzeugung aus Biomasse und die Flexibilisierung der Vergütungsregelungen, die eine verstärkte Nutzung verfügbarer Reststoffpotenziale ermöglicht (§§ 27, 27a EEG), tragen zu einer Ressourcenschonung erneuerbarer Naturgüter bei (Managementregel Nummer 3).

Die Ausweitung bzw. Verschärfung von Anforderungen zur Vermeidung von Methanemissionen in die Atmosphäre bei der Biogaserzeugung und -aufbereitung (§ 6 Absatz 4 EEG und Anlage 1 zum EEG) vermindert die durch klimaschädliche Gase andernfalls drohenden Gefahren für die menschliche Gesundheit (Managementregel Nummer 4).

Das EEG wird auch nach der vorliegenden Novellierung einen Beitrag zur Verringerung der Marktkonzentration im Stromsektor leisten; zugleich ist zu erwarten, dass sich der bereits in den vergangenen Jahren vor allem durch das EEG ausgelöste starke Zuwachs von Arbeitsplätzen im Bereich der erneuerbaren Energien fortsetzen wird (siehe oben). Wird auch noch der im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern deutlich höhere Klima- und Umweltnutzen erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung insbesondere durch die Reduzierung von Treibhausgasemissionen (Kohlendioxid, Methan, Distickstoffmonoxid) berücksichtigt, erweist sich das EEG

als eine treibende Kraft für einen wirtschaftlich erfolgreichen sowie ökologisch und sozial verträglichen Strukturwandel (Managementregel Nummer 5).

Effizienzvorgaben wie insbesondere die neu eingeführte Pflicht zur Wärmenutzung bei der Stromerzeugung aus Biomasse (§ 27 Absatz 4 Nummer 1 EEG) tragen zur Kompensation des wachstumsbedingten Anstiegs der Nachfrage nach Energie und Ressourcen bei (Managementregel Nummer 6).

Mit der auf Grund des EEG erlassenen Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung wurden in Umsetzung europarechtlicher Vorgaben bereits Anforderungen an einen nachhaltigen natur- und umweltverträglichen Anbau von Energiepflanzen für flüssige Biomasse normiert, um eine EEG-Förderung in Anspruch nehmen zu können. Für eine Ausweitung entsprechender Anforderungen auf andere Bioenergieträger im Einklang mit europarechtlichen Entwicklungen sieht § 64b EEG entsprechende Verordnungsermächtigungen vor (Managementregel Nummer 8).

Das EEG trägt zur Ressourcenschonung – nicht zuletzt auch von endlichen fossilen Ressourcen – sowie vor allem durch seine treibhausgasreduzierende Wirkung zum Klimaschutz bei und treibt durch die Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien maßgeblich den Ausbau einer zukunftsfähigen Energieversorgung voran (Ziele und Indikatoren 1a, 1b, 2, 3a und 3b).

Das Gesetz enthält Vorgaben sowie Verordnungsermächtigungen für weitere Bestimmungen zu einer nachhaltigen Flächennutzung (Ziel und Indikator 4), ist nachweislich ein Motor für Innovationen und Forschung zu neuen Technologien für zukunftsfähige Wege der Energieerzeugung (Ziel und Indikator 8) und schafft nicht zuletzt auch hierdurch Arbeitsplätze und damit wirtschaftlichen Wohlstand (Ziele und Indikatoren 10, 16 a und 16b).

Die Luftqualität wird durch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kaum beeinträchtigt, die insbesondere bei der Verwendung und Aufbereitung von Biomasse grundsätzlich möglichen Emissionen werden durch im EEG geforderte Maßnahmen zur Vermeidung von Gasemissionen minimiert (Ziele und Indikatoren 13 und 14).

X. Rechts- und Verwaltungsvereinfachung

Das EEG 2009 hat sich als sehr komplex erwiesen. Vor diesem Hintergrund wurden in den wissenschaftlichen Untersuchungen zum EEG-Erfahrungsbericht die Möglichkeiten zur Rechts- und Verwaltungsvereinfachung geprüft. Die hierbei von den wissenschaftlichen Institutionen empfohlenen Vereinfachungen des EEG werden mit dieser EEG-Novelle umgesetzt; dies betrifft zahlreiche Einzeländerungen.

XI. Gleichstellungspolitische Auswirkungen

Das Artikelgesetz hat keine Auswirkungen auf die Gleichstellung von Frauen und Männern. Es wird insofern auf die ausführliche Darstellung im Rahmen der letzten Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 25. Oktober 2008¹¹ verwiesen.

¹¹ BR-Drs. 10/08, S. 85.

B. Besonderer Teil

Zu Artikel 1 (Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes)

Nachfolgend werden die Änderungen der geltenden Rechtslage, die durch die Novellierung des EEG vorgenommen werden, begründet. Soweit die Bestimmungen des EEG 2009 durch dieses Gesetz nicht oder lediglich aus redaktionellen oder systematischen Gründen geändert werden, wird im Übrigen auf die Begründung zum ursprünglichen Erlass dieser Bestimmungen verwiesen.¹²

Zu Nummer 1 (Inhaltsübersicht):

Nummer 1 zeichnet in der Inhaltsübersicht die Änderungen des Gesetzestextes nach.

Zu Nummer 2 (§ 1 EEG):

Nummer 2 ersetzt § 1 Absatz 2 EEG 2009 durch zwei neue Absätze. In dem neuen § 1 Absatz 2 werden die aktualisierten Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromversorgung verankert, wie sie die Bundesregierung im Rahmen ihres Energiekonzepts beschlossen hat. Es wird insofern auf das Energiekonzept vom 27. September 2010 und auf den EEG-Erfahrungsbericht verwiesen. Im Übrigen wird klargestellt, dass auch die Integration dieser Strommengen in das Energiesystem ein Zweck des Gesetzes ist.

Der neue Absatz 3 stellt klar, dass das Ziel für den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zugleich der Erreichung des sektorenübergreifenden Gesamtziels dient, wie es für Deutschland in Artikel 3 Absatz 1 der Richtlinie 2009/28/EG vorgeschrieben ist. Die Klarstellung ist europarechtlich angezeigt, um sicherzustellen, dass auch das Gesamtziel der Richtlinie in nationales Recht umgesetzt ist.

Zu Nummer 3 (§ 2 EEG):

Die Änderungen in § 2 EEG sind insbesondere redaktionelle Folgeänderungen zur Einführung des neuen Teils 3a (Direktvermarktung) und vor allem der Marktprämie nach § 33g: Dieser erweiterte Anwendungsbereich des Gesetzes wird in § 2 nachgezeichnet. Auch die ausdrückliche Erstreckung der §§ 6, 8, 9 und 11 auf KWK-Anlagen wird durch Nummer 3 im Anwendungsbereich gespiegelt.

¹² S. insbesondere BR-Drs. 10/08, S. 86 ff., sowie BT-Drs. 16/9477.

Zu Nummer 4 (§ 3 EEG):

Nummer 4 ergänzt und ändert die Begriffsbestimmungen des § 3 EEG. Im Einzelnen:

Zu § 3 Nummer 2a EEG - neu -:

Die neu eingefügte Definition des Begriffs „Bemessungsleistung“ entspricht der bisherigen Regelung in § 18 Absatz 2 EEG 2009, die zur besseren Übersichtlichkeit in § 3 überführt wird. Inhaltliche Änderungen sind hiermit nicht verbunden. Klarstellend wird darauf hingewiesen, dass sich die Bemessungsleistung anhand aller im Kalenderjahr erzeugten Kilowattstunden berechnet. Die erzeugten Kilowattstunden sind die nach § 16 vergüteten einschließlich der nach § 33 Absatz 2 Satz 1 selbst verbrauchten und die nach § 33a direkt vermarkteten Kilowattstunden.

Zu § 3 Nummer 2b EEG - neu -:

Mit der neu eingefügten Definition in § 3 Nummer 2b wird Biogas als durch anaerobe Vergärung gewonnene gasförmige Biomasse definiert. Biogas in diesem Sinne ist auch Biomethan, das als durch anaerobe Vergärung gewonnenes und aufbereitetes Biogas in das Erdgasnetz eingespeist worden ist. Gasförmige Biomasse, die durch andere Verfahrensarten gewonnen wird (z.B. durch thermochemische Konversion, Holzvergasung), gilt nicht als Biogas in diesem Sinne.

Zu § 3 Nummer 2c EEG - neu -:

Mit der neu hinzugefügten Nummer 2c wird Biomethan als gasförmige Biomasse einschließlich Biogas definiert, die aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist worden ist. Diese Definition entspricht inhaltlich der Legaldefinition in Nummer II.1 Buchstabe c der Anlage zum EEWärmeG. Als gasförmige Biomasse in diesem Sinne gelten neben Biogas auch andere gasförmige Bioenergieträger wie durch thermochemische Konversion erzeugtes Gas (z.B. durch Holzvergasung entstandenes Holzgas).

Zu § 3 Nummer 2d EEG - neu -:

Die Definition entspricht im Wesentlichen der Definition des Begriffs „Energieversorgungsunternehmen“ in § 3 Nummer 18 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und umfasst jeden, der Elektrizität an Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher liefert. Dies umfasst insbesondere auch Konstellationen, in denen sich verschiedene Gesellschaften eines Konzerns gegenseitig Strom liefern. Die Definition ist im Sinne einer breiten Verteilung der Kosten des EEG und der Vermeidung von Ungleichbehandlungen weit auszulegen. Die einzige Abweichung von der Definition des Energiewirtschaftsgesetzes ist der Bezug auf die Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher. Unternehmen, die lediglich als Händler auftreten und Strom an andere Händler oder Elektrizitätsversorgungsunternehmen liefern, spielen im Ausgleichsmechanismus des EEG keine

Rolle und müssen deshalb – anders als im Energiewirtschaftsgesetz – vorliegend nicht berücksichtigt werden.

Zu § 3 Nummer 3 EEG

Mit der Änderung wird klargestellt, dass auch Biomethan unabhängig von seiner physischen Beschaffenheit nach der Einspeisung in das Erdgasnetz und der dort auftretenden Vermischung mit anderen Gasen als Biomasse im Sinne des EEG anzusehen ist. Für die Frage, wann aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas als Biomasse bzw. Biomethan anzusehen ist, gilt § 27c Absatz 1.

Zu § 3 Nummer 4a EEG - neu -:

Ein gewerbliches Unternehmen im Sinne der §§ 40 ff. EEG liegt vor, wenn es sich um ein Unternehmen handelt, das nach der Art und dem Umfang einen in kaufmännischer Weise eingerichteten Geschäftsbetrieb erfordert und unter Beteiligung am allgemeinen wirtschaftlichen Verkehr nachhaltig mit Gewinnerzielungsabsicht betrieben wird. Ein Gewerbebetrieb erfordert eine wirtschaftlich selbständige gewerbliche Betätigung. Der einzelne Gewerbebetrieb muss am allgemeinen Wirtschaftsleben teilnehmen und muss sich durch eine organisatorische, finanzielle, sachliche und wirtschaftliche Verflechtung auszeichnen. Damit soll verhindert werden, dass unselbständige Subauftragnehmer oder Unternehmenskonstrukte, die lediglich als unselbständige verlängerte Werkbank oder in ähnlicher Form tätig werden, in den Genuss der besonderen Ausgleichsregelung kommen, obwohl sie selbst gar nicht am allgemeinen Geschäftsverkehr teilnehmen und so auch nicht mit ihren Produkten selbst in einem internationalen Wettbewerbsverhältnis im Sinne des § 40 EEG stehen. Die Definition ist an § 15 Absatz 2 des Einkommensteuergesetzes angelehnt.

Zu § 3 Nummer 4b EEG - neu -:

Die Definition von Gülle in Nummer 4b entspricht der bisherigen Legaldefinition in Nummer II.2 der Anlage 2 zum EEG 2009, die ebenfalls zur besseren Übersichtlichkeit in § 3 überführt wird. Der Verweis auf die EG-Verordnung wird an die Änderungen im Europarecht angepasst. Abweichend hiervon wird in § 6 Absatz 4 Satz 2 ausnahmsweise auf den Güllebegriff nach § 2 Satz 1 Nummer 4 des Düngegesetzes angeknüpft, da die dort geregelte Ausnahme von der Pflicht zur Gärrestlagerabdeckung nur bei einem Einsatz von flüssiger Gülle mit einem Trockensubstanzgehalt von weniger als 15 Prozent gelten soll.

Zu § 3 Nummer 5 EEG:

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 Nummer 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.

Zu § 3 Nummer 5a EEG - neu -:

Der Begriff KWK-Anlage wird unter Verweis auf das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz definiert.

Zu § 3 Nummer 6 EEG:

Der bisher in Nummer 6 definierte Begriff „Leistung“ wird durch den Begriff der „installierten Leistung“ ersetzt. Inhaltlich entspricht Nummer 6 der bereits bislang geltenden Rechtslage. Mit der differenzierenden Definition von „installierter Leistung“ einerseits und „Bemessungsleistung“ nach der neuen Nummer 2a andererseits werden die zum Teil bestehenden Unklarheiten in Bezug auf den Leistungsbegriff im EEG beseitigt.

Für die „installierte Leistung“ ist die Wirkleistung der Anlage, die bei bestimmungsgemäßem Betrieb ohne zeitliche Einschränkungen erbracht werden kann, maßgeblich. Wirkleistung ist die elektrische Leistung, die für die Umsetzung in eine andere Leistung, z.B. in mechanische, thermische, chemische, optische oder akustische Leistung verfügbar ist (Transmission Code 2007). Sie ist abzugrenzen von der Blindleistung, die für diese Umwandlung nicht verwendbar ist.

Ein bestimmungsgemäßer Betrieb liegt nur vor, wenn Lebensdauer und Sicherheit der Anlage nicht über das normale Maß hinaus beeinträchtigt werden. Die „installierte Leistung“ entspricht also der aufgrund der technischen Beschaffenheit möglichen maximalen Dauerleistung, die in der Regel mit der vom Hersteller des Generators bescheinigten Nennleistung des Generators identisch sein dürfte. Soweit es erforderlich ist, die installierte Leistung einer Anlage zu bestimmen, kann dies – von der Bestimmung der Modulleistung bei Fotovoltaik abgesehen (hierzu siehe unten) – aus Praktikabilitätsgründen regelmäßig an der Stelle erfolgen, an der die Messung der Arbeit er-

folgt, d.h. im Regelfall am Verknüpfungspunkt mit dem Netz, um volkswirtschaftlich unsinnige Zwischenmessungen zu ersparen. Der Begriff „ohne zeitliche Einschränkungen“ bezieht sich nicht auf das gegebenenfalls zeitlich beschränkte Angebot natürlicher Ressourcen, sondern ausschließlich auf die technischen Bedingungen der Anlage selbst. Schwankungen des vorhandenen Energieangebots sind daher unerheblich. Kurzfristige geringfügige Abweichungen über die Obergrenze hinaus sind ebenfalls unerheblich. Soweit die jeweilige installierte Leistung einer Anlage sich nicht bereits aus einer Bescheinigung des Herstellers oder einem vergleichbaren sonstigen Nachweis ergibt und deshalb streitig ist, hat der Anlagenbetreiber sie gegenüber dem Netzbetreiber nachvollziehbar darzulegen. Unberücksichtigt bei der Bestimmung der „installierten Leistung“ einer Anlage bleiben nur zur Reserve genutzte Anlagen. Reservenutzung ist dann anzunehmen, wenn Anlagenteile nicht für einen dauerhaften oder regelmäßigen Betrieb genutzt werden, sondern nur in technisch bedingten Momenten alternativ zu der unter normalen Umständen genutzten Stromerzeugungseinheit eingesetzt werden, etwa während Revisionsphasen.

Für Fotovoltaikanlagen ist die „installierte Leistung“ die gleichstromseitig ermittelte Wirkleistung. Die Wirkleistung nach dem Wechselrichter oder am Netzverknüpfungspunkt ist hingegen nicht relevant. Hintergrund dessen ist, dass bei Fotovoltaikanlagen bereits das Modul als Anlage im Sinne des § 3 Nummer 1 angesehen wird. Dies hat insbesondere für die Ermittlung der „installierten Leistung“ bei §§ 5 Absatz 1 Satz 2, 6 und 33 Bedeutung.

Zu § 3 Nummer 9 EEG:

Die Änderung dient dazu klarzustellen, dass Offshore-Anlagen nicht an Land errichtet werden können. Deshalb sind Windenergieanlagen auf Inseln auch dann keine Offshore-Anlagen, wenn die Insel mehr als drei Seemeilen von der Küste entfernt liegt.

Zu § 3 Nummer 9a EEG - neu -:

Durch die neue Nummer 9a wird der Begriff „Speichergas“ in das EEG aufgenommen. In Speichergasen wird Strom aus erneuerbaren Energien im Sinne des § 16 Absatz 2 zwischengespeichert. Als Speichergas gilt insbesondere Wasserstoff, der unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien durch Wasserelektrolyse erzeugt wird, sowie methanisierter Wasserstoff (Umwandlung des Wasserstoffs zu „synthetischem“ Methan, sogenanntes Synthetic Natural Gas). Das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid muss nicht aus erneuerbaren Energiequellen stammen; eine gezielte Erzeugung von Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid ausschließlich zum Zweck der Methanisierung von Wasserstoff im Sinne dieser Vorschrift widerspricht hingegen den Zwecken des EEG, insbesondere der Ermöglichung einer nachhaltigen Entwicklung im Interesse des Klima- und Umweltschutzes und einer Schonung fossiler Energieressourcen, und ist daher vom Begriff Speichergas im Sinne der Nummer 9a nicht mehr umfasst.

Zu § 3 Nummer 10 EEG:

Mit der Änderung in Nummer 10 wird die statische Verweisung auf das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz durch einen dynamischen Verweis ersetzt.

Zu § 3 Nummer 13 EEG - neu -:

Als Unternehmen wird die kleinste wirtschaftlich, finanziell und rechtlich selbständige Einheit, die unter einheitlicher und selbständiger Führung steht, angesehen. Der Begriff Unternehmen ist unabhängig von der konkreten Rechtsform, in der ein Unternehmen betrieben wird, und umfasst juristische Personen und Personengesellschaften ebenso wie kommunale Eigenbetriebe. Im Bereich von Konzernen ist auf die jeweils einzelne Konzerngesellschaft und nicht auf die Konzerne oder Muttergesellschaften in ihrer Gesamtheit abzustellen.

Entscheidend für das Vorliegen eines Unternehmens ist das Gesamtbild der Verhältnisse. Es hat eine Gesamtwürdigung des Einzelfalles zu erfolgen.

Zu § 3 Nummer 14 EEG - neu -:

Die Begriffsbestimmung wird im Hinblick auf die Bestimmung der „Unternehmen des produzierenden Gewerbes“ in § 41 Absatz 1 aufgenommen. Durch die Begriffsbestimmung wird konkretisiert, welche Unternehmen dem produzierenden Gewerbe zuzuordnen sind. Eine mögliche missbräuchliche Inanspruchnahme der Vorteile der besonderen Ausgleichsregelung wird dadurch unterbunden.

Das in der Begriffsbestimmung genannte produzierende Gewerbe zeichnet sich im Wesentlichen durch die Herstellung eines anderen Produkts im Sinne einer substanziellen Veränderung von Materialien oder durch die Veredelung von Erzeugnissen aus. Es erfolgt regelmäßig eine mechanische, physikalische oder chemische Umwandlung von Stoffen oder Teilen in Waren, wobei bei der Herstellung von Waren Rohstoffe in Waren umgewandelt werden. Entscheidendes Kriterium ist, dass das Unternehmen durch seine wirtschaftliche Tätigkeit aus den Ausgangsmaterialien tatsächlich eine neue Ware herstellt.

Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle entscheidet eigenverantwortlich, ob das Unternehmen als Unternehmen des produzierenden Gewerbes anzusehen ist und hat insoweit ein eigenes Prüfungsrecht. Es ist dabei an Zuordnungen anderer Behörden nicht gebunden.

Zu Nummer 5 (§ 4 EEG):

§ 4 Absatz 2 Satz 1 entspricht § 4 Absatz 2 EEG 2009. Der neu angefügte Satz 2 soll in bestimmten schutzwürdigen Fällen als unbillig empfundene Ergebnisse verhindern, die insbesondere durch eine Nichtigkeit von vertraglichen Vereinbarungen entstehen könnten: Im Falle der in Satz 2 benannten Entscheidungsformen, insbesondere der Entscheidungen der Clearingstelle nach § 57, haben Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber und Netzbetreiber ein gesteigertes Vertrauen

darauf, dass sie ihre vertraglichen Vereinbarungen umsetzen können, so dass die Nichtigkeit einer auf einer solchen Empfehlung beruhenden Vereinbarung als unangemessen erscheint.

Zu Nummer 6 (§ 5 EEG):

Nummer 6 ist eine redaktionelle Folgeänderung zur Umbenennung des Begriffs „Leistung“ in „installierte Leistung“ in § 3 Nummer 6 (siehe oben).

Zu Nummer 7 (§ 6 EEG):

Nummer 6 entwickelt die technischen Anforderungen an Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas sowie zur Kraft-Wärme-Kopplung in Umsetzung der entsprechenden Handlungsempfehlungen des EEG-Erfahrungsberichts weiter.

Zu Absatz 1 - neu -:

Mit der ausdrücklichen Nennung der Betreiberinnen und Betreiber von KWK-Anlagen in Absatz 1, 1. Halbsatz wird klargestellt, dass auch diese Anlagen mit Einrichtungen zur Regelung der Einspeiseleistung auszustatten sind. Dies ist Voraussetzung für die Einbeziehung in das Einspeisemanagement nach § 11.

Daneben wird die Möglichkeit, die ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung und die Abrufung der Ist-Einspeisung durch betriebliche Maßnahmen sicherzustellen, gestrichen. Damit muss dies zukünftig durch technische Einrichtungen sichergestellt werden. Ungeachtet dessen ist diese Pflicht zur Ausstattung mit einer technischen Einrichtung zur Reduzierung der Einspeiseleistung nach Absatz 1 Nummer 1 bei Anlagen, die aus einer ständig, das heißt rund um die Uhr, besetzten Leitwarte betrieben werden, auch dann erfüllt, wenn die automatisierte Übertragung eines Signals des Netzbetreibers in die Leitwarte sichergestellt ist, auf Basis dessen das Personal der Leitwarte dann die Leistung der Anlage zu reduzieren hat. Diese Besonderheit ist erforderlich, weil es aus betriebs- und sicherheitstechnischen Erwägungen nicht möglich ist, Anlagen am Anlagenfahrer in der Leitwarte vorbei am vom Netzbetreiber ferngesteuert in der Leistung zu reduzieren.

Zu Absatz 2 - neu -:

Der neue Absatz 2 regelt Anforderungen an Betreiberinnen und Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlung mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt.

Nummer 1 verpflichtet Anlagenbetreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlung mit einer installierten Leistung von über 30 und bis einschließlich 100 Kilowatt, die Anlage mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung auszustatten. Die Übermittlung der Ist-Einspeisung wird nicht verlangt. Letztlich ist z.B. die Aus-

stattung mit einem Rundsteuerempfänger, der in Stufen geregelt werden kann, hierfür ausreichend. Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 30 Kilowatt können nach Nummer 2 freiwillig am Einspeisemanagement teilnehmen. Wenn sie nicht teilnehmen, müssen sie nach Nummer 2 die maximale Wirkleistungseinspeisung am Verknüpfungspunkt durch technische Maßnahmen auf 70 Prozent der installierten Leistung dauerhaft reduzieren. Dadurch wird sichergestellt, dass sich der Netzausbau nicht auf die – nur zu geringen Zeiten im Kalenderjahr erreichbare – maximale Einspeisespitzen der Anlage ausgerichtet sein muss.

Netzverknüpfungspunkt ist der Punkt, an dem die Anlage (in diesem Fall die zusammengefassten Module) nach dem Wechselrichter mit dem Netz der allgemeinen Versorgung verbunden ist. Bei Dachanlagen mit einer installierten Leistung bis 30 Kilowatt ist dies regelmäßig der Hausanschluss. Die Wirkleistungseinspeisung ist die Einspeisung der Wirkleistung am Netzverknüpfungspunkt. Die installierte Leistung ist die gleichstromseitig ermittelte Wirkleistung (siehe Begründung zu § 3 Nummer 6).

Die Maßnahme nach Absatz 2 dient der Herstellung der Netzsicherheit. Angesichts der mittlerweile insgesamt installierten Fotovoltaikleistung und des hohen Anteils von Anlagen mit einer Leistung von unter 100 Kilowatt kann es zukünftig notwendig werden, auch kleinere Anlagen zu regeln, um die Systemstabilität zu wahren.

Zu Absatz 3 - neu -:

Absatz 3 stellt sicher, dass Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie in das Einspeisemanagement einzubeziehen sind. Hier bestand eine Unklarheit, da nicht die Gesamtanlage, sondern das einzelne Modul als Anlage im Sinne von § 3 gilt. Deshalb ist jetzt eine Zusammenrechnung der Anlagenleistung erforderlich. Die Regelung lehnt sich bewusst an die bestehende Regelung des § 19 an. Insoweit können die Entscheidungen der Clearingstelle zu § 19 EEG 2009 zur Auslegung herangezogen werden¹³. Wie bei § 19 sind daher Fotovoltaikdachanlagen, die auf verschiedenen Gebäuden und Grundstücken errichtet werden, in der Regel nach § 6 Absatz 3 nicht zu einer Anlage zusammenzufassen.

Satz 2 sieht eine Kostentragungsregelung für die Fälle vor, bei denen der jeweilige Schwellenwert (30 Kilowatt oder 100 Kilowatt installierte Leistung) aufgrund einer Neuanlage überschritten wird und sich aufgrund von § 6 Absatz 3 auch auf die Bestandsanlagen auswirkt. Hiernach muss der Anlagenbetreiber der neuen Anlage, wenn die jeweilige Grenze für die installierte Leistung durch eine neue Anlage überschritten wird, den Anlagenbetreibern, der anderen bereits bestehenden Anlagen die Kosten erstatten, die diesen durch die Neuentstehung der Pflicht nach § 6 entstehen.

Zu Absatz 4 - neu -:

Der neu eingefügte Absatz 4 knüpft an die bisherige Nummer I.4 der Anlage 2 zum EEG 2009 an, die mit der Streichung des „Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen“ entfällt. Die hierin

¹³ Empfehlung der Clearingstelle vom 14. April 2009 – 2008/49.

geregelte Pflicht zur Umsetzung von Maßnahmen zur Vermeidung klimaschädlicher Emissionen nach dem Stand der Technik umfasst die Pflicht zur technisch gasdichten Gärrestlagerabdeckung bei einer hydraulischen Verweilzeit der Substrate im gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System von mindestens 150 Tagen und zur Verwendung zusätzlicher Gasverbrauchseinrichtungen, die nunmehr gemäß § 17 Absatz 1 für alle Betreiberinnen und Betreiber von Biogasanlagen eine Anspruchsvoraussetzung für die über dem energieträgerspezifischen Referenzmarktwert liegende Vergütung nach § 27 oder § 27a bilden. Dies soll einen möglichst hohen Klimaschutzbeitrag von Biogasanlagen durch größtmögliche Vermeidung von Methanemissionen sicherstellen. Die Regelung stellt klar, dass es sich um eine technisch gasdichte Gärrestlagerabdeckung handelt. Biogasanlagen, die zur Biogaserzeugung ausschließlich Gülle mit einem Trockensubstanzgehalt von weniger als 15 Prozent nach § 2 Satz 1 Nummer 4 des Düngegesetzes einsetzen, sind von der Pflicht zur gasdichten Abdeckung des Gärrestlagers befreit.

Absatz 4 stellt ausschließlich eine Anforderung zur Vermeidung schädlicher Immissionen dar, sonstige fachrechtliche Anforderungen an den Betrieb von Biogasanlagen bleiben unberührt.

Zu Absatz 5 - neu -:

Absatz 5 entspricht inhaltlich § 6 Nummer 2 EEG 2009. Die Änderungen sind redaktioneller Art.

Zu Absatz 6 - neu -:

In Absatz 6 werden die Rechtsfolgen von Verstößen gegen die Pflichten der Absätze 1, 2, 4 und 5 genannt. Die Pflichten sind keine Hauptleistungspflicht, so dass die Rechtsfolgen, also die Auswirkungen eines Verstoßes auf die Abnahmepflicht nach § 8 EEG und auf die Vergütung nach § 16 EEG, ausdrücklich geregelt werden müssen. Zur besseren Übersichtlichkeit des Gesetzes führt Absatz 6 alle Rechtsfolgen im Zusammenhang auf und verweist dabei u.a. auf § 17 EEG (siehe unten). Zusätzlich werden die Rechtsfolgen für KWK-Anlagen und Anlagen geregelt, die keine Vergütung erhalten.

Zu Nummer 8 (§ 7 EEG):

Der neu eingefügte § 7 Absatz 1 Satz 2 unterstellt die Einspeisezähler dem Regime des Energiewirtschaftsgesetzes.

Zu Nummer 9 (§ 8 EEG):

Der neu angefügte § 8 Absatz 1 Satz 2 entspricht der Regelung im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz und stellt den Gleichrang von Strom aus Erneuerbaren-Energien- und KWK-Strom klar, wie er sich auch in § 11 niederschlägt.

Durch den neuen § 8 Absatz 3a EEG wird die Zulässigkeit vertraglicher Vereinbarungen zur besseren Marktintegration geregelt. Dies gilt allerdings nur für Verträge im Rahmen der

Ausgleichsmechanismusverordnung. Die Verordnungsermächtigung für die Ausgleichsmechanismusverordnung lässt zukünftig zu, dass Übertragungsnetzbetreiber zur Optimierung der Vermarktung entsprechende Verträge mit Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern schließen.

Zu Nummer 10 (§ 9 EEG):

Die Streichung ist eine Folgeänderung zum neuen § 11 Absatz 2. Die Informationspflichten des Netzbetreibers im Zusammenhang mit § 11 werden so an einer Stelle gebündelt.

Der neu eingefügte Satz 2 dient der Klarstellung. Da bisher im Einzelfall unklar ist, ob und ab wann sich eine Verpflichtung zum unverzüglichen Netzausbau auch auf vorgelagerte Netze erstreckt, wird die Verpflichtung zum unverzüglichen Netzausbau nunmehr ausdrücklich auf die Betreiber übergeordneter Netze erstreckt, sofern die EEG-Einspeisung aus untergelagerten Netzen sonst ein Einspeisemanagement erzwingen würde.

Zu Nummer 11 (§ 11 EEG):

Durch Nummer 11 wird das Einspeisemanagement im EEG neu geregelt. Hierdurch werden die Handlungsempfehlungen des EEG-Erfahrungsberichts umgesetzt. Die Regelung ist im Zusammenhang mit § 13 EnWG zu sehen. Im Zuge der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes werden beide Bestimmungen inhaltlich besser aufeinander abgestimmt. Dabei wird klargestellt, dass § 11 einen speziellen Sachverhalt regelt und § 12 an diesen Sachverhalt eine spezielle Rechtsfolge knüpft.

Zu § 11 Absatz 1 EEG:

Das Einspeisemanagement bezieht sich nach dem neuen Absatz 1 Satz 1 ausdrücklich auf Anlagen, die mit einer Einrichtung nach § 6 Absatz 1 und 2 ausgestattet sind. Dabei können auch Anlagen einbezogen werden, die nicht nach § 6 Absatz 1 und 2 zur Installation solcher Einrichtungen verpflichtet sind, sondern auch solche, bei denen diese aus anderen Gründen installiert sind. Neben Erneuerbare-Energien- und Grubengasanlagen werden – wie bei § 6 – auch KWK-Anlagen in die Regelung mit einbezogen. Im Rahmen der Übergangsregelung können nach § 11 Absatz 1 darüber hinaus alle Anlagen geregelt werden, die bereits nach dem EEG 2009 mit einer technischen oder betrieblichen Einrichtung zur ferngesteuerten Regelung der Anlage ausgestattet werden mussten.

Einbezogen werden auch Anlagen, die nicht unmittelbar an das Netz des Netzbetreibers angeschlossen sind. Dies umfasst insbesondere Fälle, in denen der vorgelagerte Netzbetreiber die Systemverantwortung für nachgelagerte Netze unmittelbar selbst wahrnimmt und insofern direkten Zugriff auf die an das Netz eines nachgelagerten Netzbetreibers angeschlossenen Anlagen erhält.

Mit Nummer 1 erfolgt eine Erweiterung des Anwendungsbereichs für den Fall der Überlastung eines vorgelagerten Netzes. Bei Starkwind oder in Zeiten hoher Solareinspeisung kann es dazu

kommen, dass die Verteilnetze, an denen diese Anlagen angeschlossen sind, in das vorgelagerte Netz hochspeisen. Wenn dort ein Netzengpass entsteht, der nicht durch die Abregelung konventioneller Kraftwerke beseitigt werden kann, kann es erforderlich werden, dass der Netzbetreiber die Betreiber der nachgelagerten Netze auffordert, die Hochspeisung zu reduzieren. Auch in diesem Fall findet das Einspeisemanagement zukünftig Anwendung. Gleichzeitig bleibt § 11 auf den Fall von Netzengpässen beschränkt. Netzengpässe bestehen, wenn die Spannungsbänder nicht eingehalten werden können oder die Strombelastbarkeit der Leitungen überschritten wird.

Allerdings muss entsprechend der neuen Nummer 2 der Vorrang von Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung gewahrt werden. Jedoch ist es ausnahmsweise zulässig, auch diese Anlagen zu regeln, wenn noch Strom aus sonstigen Anlagen im Netz ist und wenn es anders nicht möglich ist, die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung zu gewährleisten. Hier geht es um die netztechnisch bedingte Mindestlast, die sich z.B. aus dem Erfordernis der Vorhaltung einer Momentanreserve und aus Regelleistungsverpflichtungen ergibt.

Der bisherige Regelungsgehalt der Nummer 2 wurde in Satz 2 verschoben, da es sich hier nicht um eine Anforderung, sondern eine Rechtsfolge handelt.

In Nummer 3 wird die Pflicht zur Abrufung der Ist-Einspeisung auf die verfügbaren Daten beschränkt. Dies wird erforderlich, weil zukünftig auch Anlagen geregelt werden können, die zur Übermittlung der Ist-Einspeisung nicht verpflichtet sind.

Satz 2 regelt, wie der Netzbetreiber zu entscheiden hat, welche von mehreren möglichen EEG- oder KWK-Anlagen er regelt. Dabei sollen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie mit höchstens 100 Kilowatt installierter Leistung nachrangig geregelt werden, auch weil hier keine Daten über die Ist-Einspeisung vorliegen. Vorher soll der Netzbetreiber mittels einer Sensitivitätsanalyse sicherstellen, dass die Anlagen abgeregelt werden, die den größten Einfluss auf die Verbesserung der Netzsituation haben, damit insgesamt möglichst viel Strom aus erneuerbaren Energien abgenommen werden kann.

Zu § 11 Absatz 2 EEG:

Absatz 2 entspricht § 9 Absatz 1 Satz 2 EEG 2009. Die Regelung ist auf Anlagenbetreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung von über 100 Kilowatt beschränkt. Wegen des hohen bürokratischen Aufwands wird für kleinere Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie von einer gesonderten Meldepflicht abgesehen. Die Regelung stellt eine Spezialvorschrift zu § 13 Absatz 2 Satz 2 EnWG dar, der in der Folge für diese Anlagen keine Anwendung findet. Die Meldung soll am Vortag erfolgen. Ist dies nicht möglich entfällt in Anwendung der Regelungen des Bürgerlichen Gesetzbuches die Verpflichtung zu Meldung. Hat der Netzbetreiber die Unmöglichkeit zu vertreten kann sich allerdings eine Schadenersatzpflicht ergeben.

Zu § 11 Absatz 3 EEG:

Absatz 3 stellt eine Sonderregelung zu der Meldepflicht des Netzbetreibers nach § 13 Absatz 5 EnWG gegenüber dem von der Maßnahme Betroffenen dar. Dabei werden insbesondere nach Satz 3 Erleichterungen gewährt: Hier ist keine unverzügliche Meldung erforderlich, sondern nur eine Meldung der gesammelten Abregelungszeiten, solange eine bestimmte Stundenzahl nicht überschritten wird. Die Stundenzahl wurde so bemessen, dass maximal 2 Prozent des Jahresenergieertrages abgeregelt werden könnte. Dies ist wirtschaftlich zumutbar. Satz 5 regelt die Anwendbarkeit von § 13 Absatz 5 Satz 2 EnWG und damit die Einbeziehung der Maßnahmen nach § 11 in das Einspeisemanagementregister.

Zu Nummer 12 (§ 12 EEG):

Nummer 12 fasst § 12 Absatz 1 EEG neu. Werden Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien oder KWK auf Grund von Netzengpässen geregelt, sollen sie zukünftig immer nach § 12 EEG entschädigt werden. § 12 ist nicht auf den Fall beschränkt, dass alle Anspruchsvoraussetzungen des § 11 vorliegen. Vielmehr ist es ausreichend, dass ein Netzengpass im Sinne des § 11 vorliegt. Hat ein Netzbetreiber beispielsweise entgegen der Vorschrift des § 11 die Anforderungen von § 11 Absatz 1 Nummer 2 oder 3 nicht eingehalten ist dem Anlagenbetreiber dennoch eine Entschädigung zu zahlen. Die Kosten für diese dann nicht im Sinne von § 12 Absatz 2 EEG erforderliche Maßnahme könnte der Netzbetreiber allerdings nicht nach § 12 Abs. 2 EEG in Ansatz bringen. Für KWK-Anlagen war die Rechtslage zu Entschädigungen insofern bisher unklar und wird nunmehr eindeutig geregelt. Allerdings wird die Entschädigung für alle Anlagen zukünftig auf 95 Prozent der entgangenen Einnahmen beschränkt. Dies soll für die Anlagenbetreiber einen Anreiz setzen sich mit der Netzsituation auseinander zu setzen und ihre Planungen ggf. anzupassen.

Die Entschädigung ist grundsätzlich von dem Netzbetreiber zu zahlen, in dessen Netz die Ursache für die Regelung liegt. Ist dieser nicht mit dem Netzbetreiber identisch, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, haften beide Netzbetreiber gegenüber dem Anlagenbetreiber oder der Anlagenbetreiberin gesamtschuldnerisch. Im Innenverhältnis hat der Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, ggf. einen Ausgleichsanspruch gegen den Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Regelung nach § 11 liegt.

Zu Nummer 13 (§ 15 EEG):

In § 15 Absatz 1 EEG wird ein Prüfungsmaßstab für die Überprüfung der Effizienz der vertraglichen Regelungen, nämlich die wirtschaftliche Angemessenheit, eingefügt.

Zu Nummer 14 (Überschrift Teil 3 EEG):

Im Zuge der Einführung des neuen Teils 3a („Direktvermarktung“) und insbesondere der Marktpremie wird Teil 3 des EEG zwecks besserer Verständlichkeit in „Einspeisevergütung“ umbenannt.

Zu Nummer 15 (§§ 16 – 18 EEG):

Durch Nummer 15 werden die §§ 16 bis 18 EEG neugefasst.

Zu § 16 EEG:

Absatz 1 Satz 1 entspricht inhaltlich unverändert § 16 Absatz 1 EEG 2009. Durch Satz 2 wird die geltende Rechtslage klargestellt, dass die feste Einspeisevergütung nur für Strom gezahlt wird, der tatsächlich nach § 8 abgenommen oder nach Maßgabe des § 33 Absatz 2 verbraucht worden ist; bei der Abnahme sind sowohl die unmittelbare Abnahme nach § 8 Absatz 1 als auch die kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe nach § 8 Absatz 2 erfasst. Durch Satz 3 wird die bestehende Praxis klargestellt, dass auf die Vergütungs- und Bonizahlungen angemessene Abschläge zu zahlen sind. Angemessen sind Abschläge in der Regel, wenn sie monatlich erfolgen und aufgrund der geschätzten oder vorläufig berechneten Einspeisung basieren. Diese Abschläge können nur vorläufig sein, weil die konkrete Vergütungs- und Bonushöhe zum Teil von Faktoren abhängt, die erst mit Ablauf eines Kalenderjahres berechnet werden können (z.B. bei der Bemessungsleistung); zum Teil erfolgt die Messung nur einmal pro Jahr, etwa bei sehr kleinen Anlagen, bei denen eine häufigere Messung und regelmäßigere Abrechnung mit zu hohen Kosten verbunden wäre.

Absatz 2 greift § 16 Absatz 3 EEG 2009 auf und setzt die entsprechenden Empfehlungen der wissenschaftlichen Berichte zum EEG-Erfahrungsberichts um. Hierdurch werden die Anforderungen und Rechtsfolgen der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas transparenter geregelt und Rechts- und Planungssicherheit geschaffen. Im Einzelnen:

Absatz 2 Satz 1 entspricht § 16 Absatz 3 EEG 2009 und stellt klar, dass die Ansprüche auf Vergütung auch bestehen, wenn Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas vor der Einspeisung zwischengespeichert wurde. Eine Zwischenspeicherung setzt voraus, dass der Strom von der Erzeugungsanlage direkt zu dem Speicher geleitet und nicht durch ein Netz im Sinne des § 3 Nummer 7 durchgeleitet wird. Zu vergüten ist nach Satz 2 der Strom, der aus dem Speicher in das Netz ausgespeist wird. Als Speicher kommen Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher, Batteriespeicher wie etwa Redox-flow-Batterien oder Lithium-Ionen-Batterien in Betracht. Bei Batterien, in denen Strom aus solarer Strahlungsenergie zwischengespeichert wird, ist insbesondere das Doppelvermarktungsverbot nach § 56 zu beachten und eine Doppelförderung im Zusammenhang mit dem § 33 Absatz 2 auszuschließen: Wird Strom aus solarer Strahlungsenergie in einer Batterie zwischengespeichert und hierfür die Eigenverbrauchsvergütung nach § 33 Absatz 2 in Anspruch genommen, kann für diesen Strom, der nach der Zwischenspeicherung in das Netz eingespeist wird, nach Absatz 2 Satz 5 keine Vergütung nach § 16 in Anspruch genommen werden.

Als Speicher kommen auch Speichergase im Sinne des § 3 Nummer 9a wie insbesondere Wasserstoff in Betracht. Zur Speicherung in Form von Wasserstoff wird der Strom aus erneuerbaren Energien – z.B. aus Windstrom – zur Elektrolyse von Wasser eingesetzt, wodurch Wasserstoff und Sauerstoff entstehen. Der in Speichertanks oder Untertage-Gasspeichern gut speicherbare Wasserstoff kann zu einem späteren Zeitpunkt in Gaskraftwerken, Blockheizkraftwerken oder Brennstoffzellen wieder in Strom rückumgewandelt werden. Eine zusätzliche Option zur Speicherung von Wasserstoff bietet dessen Methanisierung (Umwandlung zu Methan) zum Zwecke der Einspeisung in das Erdgasnetz. Hierfür muss allerdings mit notwendigen Qualifizierungen des Erdgasnetzes – z.B. der Umrüstung von Transportkapazitäten und Übergabestationen für einen bidirektionalen Gastransport – und damit verbundenen Infrastrukturinvestitionen gerechnet werden. Die Höhe der Vergütung des Stroms aus dem Zwischenspeicher entspricht nach Satz 3 der Vergütungshöhe, die nach dem EEG von dem Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber zu zahlen gewesen wäre, wenn der Strom ohne Zwischenspeicherung in das Netz eingespeist worden wäre. Eine Zusatzvergütung für eventuelle Investitionen des Anlagenbetreibers in Zwischenspeichertechnologien ist hiermit folglich nicht verbunden. Durch Satz 4 wird klargestellt, dass der gemischte Einsatz von Speichergasen wie Wasserstoff und erneuerbaren Energien wie Biogas, Klärgas oder Deponiegas dem in Absatz 1 normierten Ausschließlichkeitsprinzip nicht entgegensteht.

Absatz 3 Satz 1 modifiziert § 16 Absatz 4 EEG 2009 und fasst die bisher geltenden Voraussetzungen klarer, um die Rechts- und Planungssicherheit zu erhöhen. Die Voraussetzungen werden insbesondere mit den Voraussetzungen des Direktverbrauchs von Strom aus solarer Strahlungsenergie nach § 33 Absatz 2 EEG harmonisiert, um einen Gleichlauf sicherzustellen und Wertungswidersprüche zwischen den beiden Regelungen zu verhindern; dies ist eine Empfehlung der wissenschaftlichen Vorhaben zum EEG-Erfahrungsbericht. Bei Satz 1 Nummer 3 ist für die Definition des Netzes die Begriffsbestimmung nach § 3 Nummer 7 einschlägig. Zulässig ist und bleibt es jedoch, dass Strom vor der Einspeisung in das Netz zwischengespeichert werden kann. Außerdem wird durch den zweiten Halbsatz – in Abweichung von der bisher geltenden Rechtslage – geregelt, dass die Andienungspflicht auch die Vermarktung des in der Anlage erzeugten Stroms als Regelenergie ausschließt. Dies gilt sowohl für positive als auch negative Regelenergie.

Die bisher in § 16 EEG enthaltenen weiteren Absätze wurden – mit inhaltlichen Modifizierungen – zur besseren Verständlichkeit in § 17 überführt.

Zu § 17 EEG:

§ 17 EEG 2009, der die Direktvermarktung geregelt hat, ist in Teil 3a (§§ 33a ff.) überführt worden. Der neue § 17 fasst nunmehr – aus Gründen der besseren Übersichtlichkeit und Verständlichkeit des Gesetzes – die Rechtsfolgen von Verstößen gegen verschiedene Anforderungen des EEG zusammen.

Absatz 1 regelt, dass bei Verstößen gegen § 6 die gesetzliche Vergütung vollständig entfällt. Dies gilt nur solange, bis der Verstoß abgestellt worden ist. Die Rechtsfolge entspricht § 16 Absatz 6 EEG 2009.

Absatz 2 regelt, dass Strom nicht mit dem üblichen Vergütungssatz der §§ 23 bis 33 zu vergüten ist, wenn die Anlage nicht im bereits eingerichteten PV-Anlagenregister oder künftig in einem anderen Anlagenregister registriert ist (Nummern 1 und 2) oder der Strom entgegen der Pflicht des § 16 Absatz 3 nicht vollständig dem Netzbetreiber angedient wird (Nummer 3). Dabei knüpfen die Nummern 1 und 2 an § 16 Absatz 2 EEG 2009 an. Anders als bisher entfällt der Vergütungsanspruch nicht vollständig, sondern er verringert sich für die Dauer des Pflichtverstoßes auf die Höhe des Marktwertes. Hierdurch werden unbillige Ergebnisse verhindert. Nach Beendigung des Verstoßes gilt daher der normale Vergütungssatz. Die Höhe des Vergütungssatzes richtet sich nach den allgemeinen Bestimmungen, also nach § 21 Absatz 1 EEG. Wird eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie z.B. am Ende eines Kalenderjahres in Betrieb genommen, jedoch erst Anfang des Folgejahres beim Anlagenregister registriert, gilt für die gesamte Vergütungsdauer der Vergütungssatz des Inbetriebnahmejahres; dieser Wert ist lediglich bis zur Dauer der Registrierung nach § 17 Absatz 2 Nummer 1 auf den Referenzmarktwert reduziert.

Durch die Verringerung auf den Marktwert wird zugleich vermieden, dass diese Vergütungen die EEG-Umlage erhöhen können. Der Marktwert ist der tatsächliche Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwertes nach Nummer 1.1 der Anlage 4 zu diesem Gesetz („*MW**“), also der energieträgerspezifische Referenzmarktwert abzüglich der sogenannten Managementprämie. Die Managementprämie wird in diesen Fällen nicht gewährt, weil die Vermarktungsleistung in den Fällen des § 17 Absatz 2 bei dem Übertragungsnetzbetreiber liegt.

Bei Nummer 3 dürfte darüber hinaus regelmäßig ein Verstoß gegen die Voraussetzungen der anteiligen Direktvermarktung nach § 33f vorliegen; in diesen Fällen geht die Rechtsfolge des § 33f Absatz 3 als Spezialregelung vor.

Nummer 4 bezieht sich auf die Vorbildfunktion öffentlicher Gebäude nach § 1a des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG). Aufgrund § 3 Absatz 4 Nummer 1 EEWärmeG können die Länder eigenständige Regelungen für die Konkretisierung dieser Vorbildfunktion treffen. Hierbei sind sie an die Zwecke und das Ziel des § 1 EEWärmeG gebunden; sie müssen daher sicherstellen, dass die Vorbildfunktion schwerpunktmäßig durch Technologien zur Erzeugung von Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energien erfüllt wird. Mit dieser Maßgabe können die landesrechtlichen Regelungen jedoch auch vorsehen, dass die Vorbildfunktion durch Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erfüllt wird. Für diesen Zweck wird durch Nummer 4 die EEG-Vergütung ebenfalls auf den Marktwert reduziert. Hierdurch wird sichergestellt, dass die öffentliche Hand nicht mittels der EEG-Vergütung und infolge dessen über die allgemeine EEG-Umlage mittels der Stromverbraucherinnen und Stromverbraucher in Deutschland ihre Vorbildfunktion erfüllt und dass der in den letzten Jahren stark angestiegene Ausbau der Fotovoltaik-Nutzung in Deutschland nicht zu Lasten der Solarthermie-Nutzung weiter angereizt wird.

Nach Absatz 3 verringert sich der Vergütungsanspruch ferner bei fehlenden oder fehlerhaften Meldungen, wenn eine Anlagenbetreiberin oder ein Anlagenbetreiber aus der Direktvermarktung zurück in das System der festen Einspeisevergütung wechselt (Wechsel im Sinne des § 33d Absatz 1 Nummer 3). Diese Verringerung gilt nicht nur für den Monat, in dem keine ordentliche

Meldung vorliegt, sondern auch für die ersten drei Folgemonate; hierdurch werden Formverstöße sanktioniert. Dies entspricht ebenfalls einer Empfehlung der wissenschaftlichen Vorhaben zum EEG-Erfahrungsbericht. Diese Sanktion ist wichtig, weil die Anlagenbetreiber ansonsten kein ökonomisches Eigeninteresse an der Einhaltung dieser Formvorschriften haben. Hierdurch unterscheidet sich Absatz 3 zugleich von den Anforderungen nach Absatz 2, bei denen die Anlagenbetreiber durch die Ausgestaltung als Rechtsfolge, die für die Dauer des gesamten Rechtsverstoßes greift, ein Eigeninteresse daran haben, den Rechtsverstoß schnellst möglich zu beenden. Dies rechtfertigt die unterschiedliche zeitliche Ausgestaltung der Rechtsfolgen.

Zu § 18 EEG:

In § 18 werden redaktionelle Folgeänderungen vorgenommen: Die Änderung des Begriffs „Leistung“ zu „Bemessungsleistung“ und „installierte Leistung“ in Absatz 1 stellt eine Folgeänderung zu den neu eingeführten Definitionen der Begriffe „Bemessungsleistung“ in § 3 Nummer 2a und „installierte Leistung“ in § 3 Nummer 6 dar. In der neuen § 3 Nummer 2a findet sich auch die durch dieses Gesetz gestrichene Regelung des bisherigen Absatzes 2 wieder.

Die Regelung soll als gleitende Vergütungsregelung verhindern, dass beim Überschreiten der jeweiligen Schwellenwerte der Anlagen Vergütungssprünge entstehen. Nur eine solche stufenlose Regelung kann Ungerechtigkeiten bei der Vergütung des Stroms aus verschiedenen großen Anlagen vermeiden und trägt deshalb dazu bei, Über- oder Unterförderung auszuschließen.

Die Zuordnung erfolgt damit bei Strom aus Anlagen nach §§ 23 bis 28 nicht nach der installierten Leistung, sondern nach der Bemessungsleistung. Bei der Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solaren Strahlungsenergie nach § 33 bleibt es jedoch bei der Zuordnung nach der installierten Leistung.

Zu Nummer 16 (§ 19 EEG):

Durch Nummer 15 werden in erster Linie redaktionelle Folgeänderungen sowie Klarstellungen vorgenommen. Die Änderung des Begriffs „Leistung“ zu „Bemessungsleistung“ in den Absätzen 1 und 2 durch die Buchstaben a und d stellt eine Folgeänderung zu der neu eingeführten Definition des Begriffs „Bemessungsleistung“ in § 3 Nummer 2a dar. Die durch Buchstabe c weiterhin vorgenommene Ergänzung zu Grubengas stellt sicher, dass auch für mehrere Generatoren, die z.B. jeweils Strom aus Grubengas erzeugen, die Regelung des Absatz 2 Anwendung findet.

Zu Nummer 17 (§§ 20 – 21 EEG):

Durch Nummer 17 werden die §§ 20 – 21 EEG neugefasst.

Zu § 20 EEG:

Mit der Änderung der einzelnen Degressionssätze in § 20 werden die entsprechenden Handlungsempfehlungen des EEG-Erfahrungsberichts umgesetzt. Die Vorschriften beeinflussen unmittelbar die Höhe der festen Einspeisevergütung und – über den Verweis in Nummer 1.1 der Anlage 4 zu diesem Gesetz – auch die Höhe der Marktprämie. § 20 bezieht sich zukünftig nicht mehr auf Strom aus solarer Strahlungsenergie; die entsprechenden Regelungen wurden zur besseren Verständlichkeit in einen eigenen Paragrafen (§ 20a) überführt.

Zu § 20 Absatz 1 EEG:

Absatz 1 bleibt weitgehend unverändert und regelt das Prinzip der Degression. Nach Absatz 1 sinken jeweils zum 31. Dezember die Vergütungen und Boni für nach diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Generatoren um den in Absatz 2 festgelegten Prozentsatz. Die Vergütung ggf. zuzüglich Boni für den in einer Anlage erzeugten Strom bleibt über den gesamten Vergütungszeitraum konstant. Aufgrund der Degression ist dieser Vergütungssatz jedoch für später in Betrieb genommene Generatoren niedriger als für früher in Betrieb genommene Generatoren, wenn zwischen den Inbetriebnahmen ein Jahreswechsel oder eine unterjährige Vergütungsabsenkung liegt.

Zu § 20 Absatz 2 EEG:

Die Degressionssätze in Absatz 2 werden für die Umsetzung des EEG-Erfahrungsberichts angepasst. Auf folgende Besonderheiten ist hinzuweisen:

In Nummer 4 wird die jährliche Degression der Grundvergütung für die Stromerzeugung aus Biomasse von bislang einem Prozent auf zwei Prozent verdoppelt, um eine beschleunigte Kostensenkung bei Biomasseanlagen anzureizen. Durch die Bezugnahme auf § 27 Absatz 1 wird klargestellt, dass die Degression sich nicht auf die zusätzlichen einsatzstoffbezogenen Vergütungselemente nach § 27 Absatz 2 bezieht. Die Degression nach Nummer 4 gilt auch für die Vergütung von Strom aus Bioabfallvergärungsanlagen nach § 27a.

Zudem schließen die Degressionsregelungen der Nummern 1, 2 und 4 den Gasaufbereitungs-Bonus nach § 27c Absatz 2 für Strom aus Deponiegas, Klärgas oder Biomasse ein.

Durch die Änderung der Nummer 5 wird der Beginn der Degression für Geothermie-Anlagen auf das Jahr 2018 verschoben und zugleich von 1 Prozent auf 5 Prozent erhöht. Hintergrund dieser Änderung ist der geringe Zubau und die bislang weit hinter den Erwartungen zurückgebliebene Entwicklung der Geothermie. Um diese Entwicklung stärker zu fördern, werden die Vergütungssätze leicht angehoben und die Degression auf 2018 verschoben. Die Erhöhung der Degression von 1 Prozent auf 5 Prozent trägt dieser Erhöhung Rechnung und soll zugleich einen technologischen Entwicklungsdruck erzeugen. Die Degression bei Onshore-Windenergieanlagen wird von 1,0 auf 1,5 Prozent angehoben.

Zu § 20 Absatz 3 EEG:

§ 20 Absatz 3 EEG entspricht § 20 Absatz 5 EEG 2009. Mit Satz 2 wird lediglich eine Klarstellung zu der geltenden Rechtslage vorgenommen.

Zu § 20a EEG:

Die Degressionssätze für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie wurden in einen neuen § 20a überführt.

Zu § 20a Absatz 1 EEG:

Die in §§ 32, 33 genannten Vergütungssätze sinken im Gegensatz zu der Degressionsregelung nach § 20 bereits ab dem 1. Januar 2012 nach Maßgabe der Absätze 2, 3, 4 und 7. Die in §§ 32 und 33 genannten Sätze sind demnach bereits beim Inkrafttreten dieses Gesetzes zum 1. Januar 2012 nach Maßgabe der § 20a Absatz 2, 3, 4 und 7 anzupassen. Die jährliche Basisdegression für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie beträgt weiterhin 9 Prozent. Diese kann nach Maßgabe der Absätze 2, 3, 4 und 7 entsprechend des jeweiligen Zubaus im Vorjahr höher oder niedriger ausfallen.

Der durch das EEG 2009 eingeführte „atmende Deckel“ für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie wurde durch die Novelle 2010 aufgrund der erheblich gesunkenen Modulpreise und der dynamischen Markt- und Preisentwicklung angepasst und ausgeweitet. Infolge des „Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbaren Energien“ fand eine weitere Anpassung statt. Diese Degressionsregelung hat sich grundsätzlich bewährt und kann die Kosten eines Ausbaus der Fotovoltaik wirksam begrenzen. Deswegen wird diese Degressionsregelung in Absatz 1 beibehalten.

Die jährliche Basisdegression bleibt nach Absatz 2 bei 9 Prozent. Hierdurch sinken vorbehaltlich der Absätze 3 und 4 die Vergütungssätze zum 1. Januar gegenüber den Vergütungssätzen, die vom 1. Januar bis 30. Juni im Vorjahr, das heißt vor der Absenkung nach Absatz 5, galten, um 9 Prozent.

Die Absätze 3 und 4 regeln die variable jährliche Degression ab dem Jahr 2012. Diese bleibt weiterhin vom tatsächlichen Zubau abhängig.

Durch den neuen Absatz 5 wird der variable Teil der Degression vorgezogen. Damit erfolgt ein Teil der Absenkung schon zum 1. Juli des Vorjahres. Die Absenkungen beziehen sich in allen Fällen auf die Vergütungssätze, die zum Anfang des Vorjahres gelten

Insgesamt kann die Degression am 1. Juli zwischen 0 und 15 Prozent (5 x 3 Prozent je 1 Gigawatt Zubau oberhalb von 3,5 Gigawatt Jahresinstallation) betragen. Der Bemessungszeitraum für die zubauabhängige vorgezogene Degression sind die Monate Oktober des Vorjahres bis April des laufenden Jahres. Die Bundesnetzagentur rechnet bis Ende Mai anhand der Anlagenmeldungen in diesen Monaten das Marktvolumen für ein Jahr hoch. Dafür teilt sie die registrierte installierte Leistung durch den Wert 7 und multipliziert sie mit dem Wert 12. Die hieraus resultierenden

Prozentsätze und Vergütungssätze veröffentlicht die Bundesnetzagentur am 1. Juni des jeweiligen Jahres.

Die Degression zum 1. Januar 2013 und den Folgejahren richtet sich gemäß Absatz 2 in Verbindung mit Absatz 3 und 4 dann nach dem tatsächlichen Jahreszubau gemäß der Veröffentlichung der Bundesnetzagentur bis zum 31. Oktober des Vorjahres. Die Basisdegression von 9 Prozent erhöht sich, wenn der tatsächliche Jahreszubau höher ist als die Hochrechnung im Mai des Vorjahres und verringert sich dementsprechend, wenn der tatsächliche Jahreszubau niedriger war.

Absatz 6 regelt die Veröffentlichung der sich aus den Absätzen 2 bis 5 ergebenden Prozentsätze und Vergütungen. Die Bundesnetzagentur veröffentlicht im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie am 31. Oktober jeden Jahres, die nach den Absätzen 3 und 4 in Verbindung mit Absatz 2 für das Folgejahr geltenden Prozentsätze und die daraus geltenden Vergütungssätze, die jeweils ab dem 1. Januar gelten. Am 31. Mai jeden Jahres veröffentlicht die Bundesnetzagentur im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie den nach Absatz 5 geltenden Prozentsatz und die daraus resultierenden Vergütungen für Anlagen, die zwischen dem 1. Juli und dem 31. Dezember des jeweiligen Jahres in Betrieb gehen, im Bundesanzeiger.

Absatz 7 legt fest, dass genauso wie bei § 20 die Vergütung für den in einer Anlage erzeugten Strom über den gesamten Vergütungszeitraum konstant bleibt. Zudem gilt ebenfalls die Rundungsregelung aus § 20 Absatz 3.

Zu § 21 EEG:

Mit dem neuen § 21 EEG wird die Vergütungsdauer für alle Anlagen einheitlich auf 20 Jahre festgelegt. Die bisher abweichende Vergütungsdauer von 15 Jahren für große Wasserkraftanlagen in § 21 Absatz 2 Satz 2 EEG 2009 wird entsprechend der Empfehlung des EEG-Erfahrungsberichts gestrichen. Gründe für eine kurze Vergütungsdauer bestehen vor dem Hintergrund der langen Nutzungsdauer von Wasserkraftanlagen nicht.

Zu Nummer 18 (§§ 23 – 33 EEG):

Durch Nummer 18 werden die besonderen Vergütungsbestimmungen zu den einzelnen erneuerbaren Energien neu gefasst. Im Einzelnen:

Zu § 23 EEG:

In § 23 werden die Bestimmungen zur Vergütung von Strom aus Wasserkraft neu gefasst und hiermit die entsprechenden Empfehlungen der wissenschaftlichen Berichte zum EEG-Erfahrungsbericht umgesetzt.

Mit den Änderungen in Absatz 1 werden einheitliche Vergütungen für Anlagen mit einer installierten Leistung von unter bzw. über 5 Megawatt festgelegt, da die derzeit an dieser Schwelle bestehende Ungleichbehandlung nicht durch entsprechend unterschiedliche Stromgestehungskosten zu begründen ist. Deutlich wird dieser Unterschied bei Gegenüberstellung der durchschnittlichen Vergütung einer Neuanlage mit einer installierten Leistung von knapp unter 5 Megawatt und einer Neuanlage von knapp über 5 Megawatt. So würde beispielsweise eine Neuanlage mit 4,9 Megawatt mit durchschnittlich etwa 9,06 Cent pro Kilowattstunde vergütet, während eine 5,1 MW-Anlage lediglich eine Vergütung von etwa 6,29 Cent pro Kilowattstunde für den erzeugten Strom erhalten würde. Es ist ein ungewünschter Anreiz, am jeweiligen Standort nicht das volle zur Verfügung stehende Potenzial zu nutzen. Daher werden alle Vergütungsgruppen zusammengeführt und einheitlich behandelt. Dies bedeutet eine kontinuierliche Reduzierung der Vergütungshöhe entsprechend dem kontinuierlichen Absinken der Stromgestehungskosten bei steigender installierter Leistung.

Absatz 2 regelt die Voraussetzungen, unter denen bestehende Anlagen in den Genuss der neuen Wasserkraftvergütung kommen. Inhaltlich handelt es sich um eine Regelung, die bisher unter dem Begriff Modernisierung im EEG verankert war. Da aber Rechtsunsicherheiten über den Begriff der Modernisierung bestanden, wird er in der Neufassung vermieden. An den Anlagen sollen entweder Maßnahmen zur Erhöhung der Leistung oder Stromausbeute erfolgen oder eine Nachrüstung mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung vorgenommen werden. Maßnahmen zur Erhöhung des Leistungsvermögens sind insbesondere: der Austausch älterer Generatoren, des Getriebes, der Turbinen oder der Laufräder, die Erweiterung der Anlage durch Erhöhung des Ausbaudurchflusses und/oder der Fallhöhe, die automatische Wasserstandsregelung, die automatische Rechenreinigung, bei Kraftwerken mit mehreren Turbinen die automatische Einsatzoptimierung, der Einsatz permanent erregter Generatoren und die Verbesserung der Zu- und Abströmung (Hydraulik-Turbinenzuströmung, Ober- und Unterwasserkanal). Sie sind nicht zwingend mit einer höheren Stromerzeugung verbunden, da insbesondere ökologische Anforderungen nach Absatz 4 die Stromerträge wieder reduzieren können.

Absatz 3 entspricht grundsätzlich § 23 Absatz 4 EEG 2009; es werden lediglich redaktionelle Anpassungen an die neuen Absätze 1 und 2 vorgenommen.

Absatz 4, der auf § 23 Absatz 5 EEG 2009 zurückgeht, fasst die ökologischen Kriterien für die Vergütung von Strom aus Wasserkraft mit Blick auf die Änderungen im Wasserhaushaltsgesetz (WHG) neu. Nachdem im neuen WHG Anforderungen an die Mindestwasserführung (§ 33), die Durchgängigkeit (§ 34) und die Wasserkraftnutzung (§ 35) festgelegt wurden, bietet es sich an, im neu gefassten EEG auf diese Anforderungen zu verweisen. Dabei ist außerdem den Vorgaben des § 6 Absatz 1 Nummer 1 und 2 WHG Rechnung zu tragen. Denn durch die im WHG formulierten Anforderungen werden die zentralen ökologischen Anforderungen im Zusammenhang mit der Wasserkraftnutzung benannt. Das bisherige – konkretisierungsbedürftige – Erfordernis, dass der gute ökologische Zustand erreicht oder der ökologische Zustand gegenüber dem vorherigen Zustand wesentlich verbessert worden ist, erübrigt sich damit.

Bei Neuanlagen soll wie bisher der Nachweis durch Vorlage der Zulassung geführt werden, da davon auszugehen ist, dass die §§ 33 bis 35 WHG im Rahmen des Genehmigungsverfahrens beachtet werden. Wenn bei Modernisierungsmaßnahmen für die Erfüllung der wasserrechtlichen Anforderungen eine wasserrechtliche Zulassung erforderlich ist, ist die Vorlage dieser wasserrechtlichen Zulassung ebenfalls als Nachweis ausreichend. Wenn die Modernisierungsmaßnahmen nicht zulassungspflichtig sind, ist der Nachweis über die wasserrechtlichen Anforderungen durch eine Bescheinigung der zuständigen Wasserbehörde oder durch ein Gutachten eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus Wasserkraft zu führen. Die Option, den Nachweis auch über das Gutachten eines Umweltgutachters zu führen, ist aufgrund der Verantwortlichkeit der Wasserbehörde für die Gewässerbewirtschaftung künftig nur nach einer Bestätigung durch die zuständige Wasserbehörde möglich. Die Behörde kann die Bestätigung nur bei erheblichen Gründen an der Richtigkeit des Gutachtens und nur innerhalb von zwei Monaten versagen. Eine solcher Versagung entfaltet unmittelbare Regelungswirkung gegenüber dem Anlagenbetreiber, der das Gutachten des Umweltgutachters in der Folge nicht als Nachweis verwenden kann, so dass die Entscheidung der Behörde von dem Anlagenbetreiber und von dem Umweltgutachter auf dem Verwaltungsrechtsweg angefochten werden kann. Bestätigt hingegen die zuständige Behörde das Gutachten des Umweltgutachters, kann dieses als Nachweis verwendet werden. Äußert sich die Behörde innerhalb von zwei Monaten nach Vorlage des Gutachtens nicht, gilt die Bestätigung als erteilt.

Stromerzeugung aus bestehenden Speichern oder Speicherkraftwerken, die ausschließlich aus natürlichem Zufluss gespeist werden, werden in das EEG aufgenommen, indem § 23 Absatz 5 Satz 1 Nummer 1 EEG 2009 gestrichen wird. An diesen Speichern können entweder vorhandene Wasserkraftanlagen erweitert oder erstmalig Wasserkraftanlagen installiert werden. Bei den bisher noch nicht oder nur unzureichend für den Betrieb von Wasserkraftanlagen genutzten Speicherkraftwerksstandorten ist davon auszugehen, dass deren Nutzung ohne unterstützende Maßnahmen nicht wirtschaftlich möglich ist. Dies bezieht sich jedoch nur auf neue und modernisierte Anlagen. Bestehende Anlagen erhalten, wie sich aus § 66 Absatz 1 ergibt, auch zukünftig keine Vergütung nach dem EEG. Auch können auf diesem Weg keine Pumpspeicherkraftwerke eine Vergütung nach dem EEG erhalten, da diese aus konventionellem Strom erneut Strom erzeugen und deshalb nicht den Anforderungen des Ausschließlichkeitsprinzips nach § 16 Absatz 1 genügen.

Absatz 5 entspricht inhaltlich § 23 Absatz 6 EEG 2009.

Absatz 6 enthält einen Vergütungsausschluss für neue Speicher. Speicherkraftwerke erhalten demnach nur eine Vergütung, wenn sie an bestehenden Speichern gebaut werden oder Erweiterungen von bestehenden Speicherkraftwerken darstellen. Dabei kann es hier nur um Speicher gehen, die ausschließlich durch natürlichen Zufluss gespeist werden. Strom aus Pumpspeicherkraftwerken wird außer im Falle des § 16 Absatz 2 schon wegen des Ausschließlichkeitsprinzips in § 16 Absatz 1 nicht vergütet.

Zu § 24 EEG:

Die angepassten Vergütungssätze schreiben die bislang geltende Degression für Strom aus Deponiegas fort. Hierdurch werden Empfehlungen der wissenschaftlichen Berichte zum EEG-Erfahrungsbericht umgesetzt.

Zugleich wird das Wort Anlagenleistung entsprechend der neu eingefügten Legaldefinition in § 3 Nummer 2a durch das Wort Bemessungsleistung ersetzt.

Die bisherigen Absätze 2 und 3 werden gestrichen. Die bislang in Absatz 2 geregelte gesetzliche Fiktion, nach welcher aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas als Deponiegas gilt, wird in § 27c Absatz 1 normiert, und der bislang in Absatz 3 verankerte Anspruch auf eine Vergütungserhöhung für die Aufbereitung von Deponiegas wird als Gasaufbereitungs-Bonus in § 27c Absatz 2 geregelt.

Zu § 25 EEG:

Die angepassten Vergütungssätze schreiben die bislang geltende Degression für Strom aus Klärgas fort. Hierdurch werden Empfehlungen der wissenschaftlichen Berichte zum EEG-Erfahrungsbericht.

Zugleich wird das Wort Anlagenleistung entsprechend der neu eingefügten Legaldefinition in § 3 Nummer 2a durch das Wort Bemessungsleistung ersetzt.

Die bisherigen Absätze 2 und 3 werden gestrichen. Die bislang in Absatz 2 geregelte gesetzliche Fiktion, nach welcher aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas als Klärgas gilt, wird in § 27c Absatz 1 normiert, und der bislang in Absatz 3 verankerte Anspruch auf eine Vergütungserhöhung für die Aufbereitung von Klärgas wird als Gasaufbereitungs-Bonus in § 27c Absatz 2 geregelt.

Zu § 26 EEG:

Die angepassten Vergütungssätze schreiben die bislang geltende Degression für Strom aus Grubengas fort.

In Absatz 1 wird das Wort Anlagenleistung entsprechend der neu eingefügten Legaldefinition in § 3 Nummer 2a durch das Wort Bemessungsleistung ersetzt.

Absatz 2 ist inhaltlich identisch mit § 26 Absatz 2 EEG 2009.

Der bisherige Absatz 3 wird gestrichen, da die wissenschaftlichen Berichte zum EEG-Erfahrungsbericht eine besondere Förderung innovativer Anlagentechnik über einen entsprechenden Technologie-Bonus nicht mehr empfohlen hat.

Zu § 27 EEG:

Mit der Neufassung des § 27 werden die Empfehlungen der wissenschaftlichen Berichte zum EEG-Erfahrungsbericht zur Stromerzeugung aus Biomasse umgesetzt. Im Einzelnen:

Zu § 27 Absatz 1 EEG:

Die Vergütungssätze für die Grundvergütung von Strom aus Biomasse, die nach der Biomasseverordnung anerkannt ist, werden entsprechend der wissenschaftlichen Berichte zum EEG-Erfahrungsbericht vorgeschlagenen neuen Vergütungsstruktur angepasst. Unter anderem wird bei den neuen Vergütungssätzen für die Grundvergütung der mit diesem Gesetz gleichzeitig gestrichene KWK-Bonus anteilig in Höhe von 2 Cent pro Kilowattstunde in die neue Grundvergütung integriert. Im Übrigen werden mit Blick auf die nach dem neuen Absatz 2 zukünftig geforderte Mindestwärmenutzung angemessene Wärmeerlöse in Höhe von 3 Cent pro Kilowattstunde thermisch angenommen. Zudem berücksichtigen die angepassten Grundvergütungssätze unter anderem höhere anlagenbezogene Kosten, die sich aus Anforderungen aus dem Fachrecht ergeben (Investitionen in Immissionsschutzvorrichtungen, Sicherheits- und Automatisierungstechnik). Für Anlagen zur Stromerzeugung aus Biogas mit einer installierten elektrischen Leistung von über 500 Kilowatt besteht nach Absatz 3 bei Inbetriebnahme ab dem Jahr 2014 kein Anspruch auf die Einspeisevergütung mehr; diese Anlagen müssen ihren Strom direkt vermarkten im Sinne der §§ 33a ff. Die Änderung des Begriffs „Anlagenleistung“ in „Bemessungsleistung“ ist eine Folgeänderung zu der neuen Begriffsbestimmung in § 3 Nummer 2a.

Zu § 27 Absatz 2 EEG:

Mit Absatz 2 wird zusätzlich zu der Grundvergütung nach Absatz 1 bis zu einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt eine besondere einsatzstoffbezogene Vergütung eingeführt, um Mehrkosten des Einsatzes bestimmter Einsatzstoffe abzudecken, die durch die Grundvergütung nicht abgedeckt sind.

Anders als die Grundvergütung nach Absatz 1, die durch ihre Leistungsstaffelung die mit der Anlagengröße sinkenden spezifischen Investitions- und Betriebskosten widerspiegelt, bemisst sich die einsatzstoffbezogene Vergütung nach Absatz 2 grundsätzlich nach einheitlichen Vergütungssätzen und ist damit weitgehend unabhängig von der Anlagenleistung, da die Einsatzstoffkosten nicht entscheidend von der Anlagengröße abhängig sind. Eine Ausnahme bildet die einsatzstoffbezogene Vergütung für die Einsatzstoffvergütungsklasse I, die ab einer Bemessungsleistung von mehr als 500 Kilowatt für diesen Leistungsanteil von 6 Cent pro Kilowattstunde auf 5 Cent pro Kilowattstunde leicht abgesenkt wird. Für die Fälle der Nummer 1 Buchstabe c gilt durchgängig ein Vergütungssatz nach Einsatzstoffvergütungsklasse I von 2,5 Cent pro Kilowattstunde.

Die einsatzstoffbezogenen Vergütungssätze berücksichtigen, dass sich die Rohstoffkosten der einzelnen Einsatzstoffe signifikant unterscheiden. Daher differenziert Absatz 2 zwischen Strom aus Einsatzstoffen, für die zusätzlich zur Grundvergütung nach Absatz 1 weitere 6 Cent bzw. bei über 500 Kilowatt Bemessungsleistung 5 Cent pro Kilowattstunde gezahlt werden (Einsatzstoffvergütungsklasse I), und Strom aus Einsatzstoffen, für die zusätzlich zur Grundvergütung 8 Cent pro Kilowattstunde gezahlt werden (Einsatzstoffvergütungsklasse II). In der Einsatzstoffvergütungsklasse I finden sich im Wesentlichen die bislang über den nunmehr gestrichenen „Nawaro-

Bonus“ nach Anlage 2 des EEG 2009 geförderten Energiepflanzen, z.B. Getreideganzpflanzen einschließlich Mais oder Holz aus Kurzumtriebsplantagen (sogenannte KUP). Zur Vermeidung von Nutzungskonkurrenzen zur stofflichen Verwertung findet – insoweit der Nummer VI.1.b der Anlage 2 zum EEG 2009 entsprechend – für Strom aus Rinde oder Waldrestholz (mit Ausnahme von Waldrestholz unterhalb der Derbholzgrenze aus PEFC- oder FSC-zertifizierten Wäldern) aufgrund niedrigerer Einsatzstoffkosten ein abgesenkter Vergütungssatz von 2,5 Cent pro Kilowattstunde Anwendung.

Die Einsatzstoffvergütungsklasse II umfasst bestimmte ökologisch wünschenswerte Einsatzstoffe, die geringe Nutzungskonkurrenzen aufweisen und deren Einsatz einen hohen Beitrag für den Klimaschutz leisten kann, die jedoch in der Regel nur zu höheren Kosten mobilisiert werden können, wie Gülle, Landschaftspflegematerial, Stroh, Klee gras, Luzernegrass sowie schnell wachsende Gehölze aus Kurzumtriebsplantagen, sofern diese bestimmte naturschutzfachliche Mindeststandards erfüllen.

Einsatzstoffe, die nach der Biomasseverordnung als anerkannte Biomasse gelten, jedoch keine oder nur geringe Bereitstellungskosten verursachen und daher von keiner der beiden besonderen Einsatzstoffvergütungsklassen I und II umfasst sind, berechtigen nur zur Grundvergütung nach Absatz 1; diese Einsatzstoffkategorie beinhaltet z.B. Sägenebenprodukte, aussortierte Gemüse, Biertreber, Kartoffelschalen, Rapskuchen oder Getreideschlempe.

In Bezug auf Mais (Ganzpflanze) und Getreidekorn einschließlich Körnermais gilt mit Blick auf die Vergütung die Begrenzung nach Absatz 5 Nummer 1.

Alle Einsatzstoffe – das heißt, Einsatzstoffe der Einsatzstoffvergütungsklassen I und II ebenso wie sonstige Einsatzstoffe, die nach der Biomasseverordnung als anerkannte Biomasse gelten – können zukünftig auch gemischt eingesetzt werden. Das bislang in Bezug auf den Nawaro-Bonus geltende Ausschließlichkeitsprinzip wird aufgegeben. Die bisher hierdurch ausgeschlossene Möglichkeit eines Mischeinsatzes etwa von Energiepflanzen und Abfallstoffen wird somit möglich, wodurch eine bessere Erschließung von teilweise bislang nicht nutzbaren Reststoffpotenzialen ermöglicht wird. Die Vergütungsermittlung entsprechend der eingesetzten Einsatzstoffe erfolgt anteilig entsprechend der verschiedenen Einsatzstoffvergütungsklassen (Grundvergütung plus Einsatzstoffvergütungsklasse I, Grundvergütung plus Einsatzstoffvergütungsklasse II oder ausschließlich Grundvergütung) und des Energiegehaltes der jeweils verwendeten Einsatzstoffe. Die Energieerträge der einzelnen Einsatzstoffe werden in der Biomasseverordnung festgelegt. Hierbei ergeben sich die Energieerträge für die zur Biogaserzeugung verwendeten Einsatzstoffe aus den in den Anlagen 1 bis 3 genannten individuell festgelegten Methanertragswerten. Die Energieerträge für die zur Stromerzeugung aus Feststoffverbrennung oder thermochemischer Vergasung verwendeten Einsatzstoffe entsprechen dem ebenfalls in den Anlagen 1 bis 3 zur Biomasseverordnung festgelegten Heizwert $H_{i,N}$ der Einsatzstoffe; dieser kann im Regelfall über die Lieferbescheinigung, die den Heizwert $H_{i,N}$ ausweist, nachgewiesen werden. Werden Einsatzstoffe unterschiedlicher Vergütungskategorien (Anlage 1, Anlage 2, Anlage 3) eingesetzt und wird in diesen Fällen nicht für alle verwendeten Einsatzstoffe ein Heizwert $H_{i,N}$ vorgelegt, so ist eine Berechnung der anteiligen einsatzstoffbezogenen Vergütung nicht möglich: in diesen Fällen entfällt für alle ver-

wendeten Einsatzstoffe der Anspruch auf die zusätzliche einsatzstoffbezogene Vergütung nach § 27 Absatz 2 EEG.

Die Berechnung der jeweils anteiligen Rohstoffvergütung erfolgt folgendermaßen:

Bei Festbrennstoffen wird der jeweilige Energiegehalt zur Ermittlung des jeweiligen energetischen Anteils an der Stromerzeugung herangezogen. Werden z.B. Sägenebenprodukte (begründet Anspruch lediglich auf die Grundvergütung) und Landschaftspflegeholz (begründet Anspruch auf die Grundvergütung sowie auf die einsatzstoffbezogene Vergütung nach Einsatzstoffvergütungsklasse II) im energetischen Verhältnis 1 zu 2 in einer Biomasseanlage eingesetzt, so setzt sich die Gesamtvergütung aus der Grundvergütung (für den gesamten Strom) und der zusätzlichen Vergütung nach Einsatzstoffvergütungsklasse II (für die dem Landschaftspflegeholzanteil entsprechenden zwei Drittel des eingespeisten Stroms) zusammen.

Bei der Stromerzeugung aus Biogas erfolgt – sofern zur Biogaserzeugung Substrate unterschiedlicher Vergütungsklassen eingesetzt werden – die Berechnung der anteiligen Einsatzstoffvergütung auf Grundlage von Standardmethanerträgen der eingesetzten Stoffe. Die Vergütungsermittlung anhand der drei Vergütungsklassen (Grundvergütung, zusätzliche Einsatzstoffvergütungsklasse I und zusätzliche Einsatzstoffvergütungsklasse II) orientiert sich an dem relativen Verhältnis des Methanertrags der eingesetzten Rohstoffe zueinander. Setzt beispielsweise eine Biogasanlage Maissilage (Grundvergütung plus Einsatzstoffvergütungsklasse I), Gülle (Grundvergütung plus Einsatzstoffvergütungsklasse II) und Kartoffelschalen (nur Grundvergütung) ein, so erfolgt die Aufteilung auf die einzelnen Vergütungsklassen im Verhältnis der auf Basis von Standardmethanerträgen errechneten Anteile der einzelnen Substrate an der Biogaserzeugung. In dem genannten Beispiel könnte sich die Vergütung somit je nach dem energetischem Anteil der verwendeten Einsatzstoffe z.B. zu 70 Prozent nach Grundvergütung plus Einsatzstoffvergütungsklasse I (entsprechend dem energetischen Beitrag der Maissilage), zu 20 Prozent nach Grundvergütung plus Einsatzstoffvergütungsklasse II (entsprechend dem energetischen Beitrag der Gülle) und zu 10 Prozent ausschließlich aus der Grundvergütung (entsprechend dem energetischen Beitrag der Kartoffelschalen) bestimmen.

Zu § 27 Absatz 3 EEG:

Mit Absatz 3 wird die feste Einspeisevergütung bei Biogasanlagen mit einer installierten Leistung über 500 Kilowatt, die ab dem Jahr 2014 in Betrieb genommen werden, ausgeschlossen. Hierdurch wird die Marktprämie für diese Anlagen verpflichtend vorgeschrieben. Die Höhe der Marktprämie wird sodann über § 33h fixiert.

Zu § 27 Absatz 4 EEG:

Der neue Absatz 4 koppelt den Vergütungsanspruch für Strom aus Biomasse im Sinne einer ressourcen- und klimaschonenden Bioenergienutzung an bestimmte allgemeine Vergütungsvoraussetzungen. Diese Vergütungsvoraussetzungen gelten nur im Rahmen der festen

Einspeisevergütung; sie müssen mithin nicht eingehalten werden, wenn der Strom direkt vermarktet wird (§§ 33c Absatz 3, 33h Satz 2).

Nach Nummer 1 müssen Biomasseanlagen zukünftig über das gesamte Kalenderjahr betrachtet eine Nutzung von mindestens 60 Prozent der anfallenden Wärme entsprechend den Vorgaben für anererkennungsfähige Wärmenutzung nach Anlage 2 des Gesetzes nachweisen. Die Anforderungen an die Mindestwärmenutzung entsprechen im Wesentlichen den bislang für den KWK-Bonus geltenden Anforderungen, der im Gegenzug gestrichen wurde. Das Erfordernis von 60 Prozent Wärmenutzung schließt die Deckung des prozessinternen Wärmebedarfs der Anlage mit ein, weshalb im Fall der Stromerzeugung aus Biogas auch die Wärme in Höhe von 25 Prozentpunkten des in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Stroms zur Beheizung des Fermenters auf die geforderten 60 Prozent angerechnet wird. Für Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomethan besteht abweichend hiervon gemäß Absatz 5 Nummer 2 wie schon nach bisherigem Recht der Vergütungsanspruch nur, soweit der Strom in Kraft-Wärme-Kopplung nach Maßgabe der Anlage 2 zu diesem Gesetz erzeugt wird. Da viele Anlagen ihre volle Wärmeleistung in der Anlaufphase noch nicht erreichen, fordert Absatz 4 zur Vermeidung unbilliger Härten bis zum Ende des ersten auf die Inbetriebnahme folgenden Kalenderjahres nur eine Mindestwärmenutzung von 25 Prozent.

Ausnahmsweise sind Anlagenbetreiberinnen oder Anlagenbetreiber von dem Mindestwärmenutzungserfordernis nach Nummer 1 befreit, wenn sie gemäß Nummer 2 Biogas einsetzen, bei dessen Erzeugung nachweislich kalenderjährlich mindestens 60 Masseprozent Gülle eingesetzt wurde. Grund für diese Ausnahmeregelung zu dem Mindestwärmenutzungserfordernis ist, dass durch die vermiedenen Methanemissionen infolge der Güllevergärung hohe Treibhausgasemissionseinsparungen erreicht werden, wodurch ähnlich wie bei einem hohen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anteil ein besonders positiver Klimaschutzbeitrag erzielt wird.

Zu § 27 Absatz 5 EEG:

Absatz 5 verlangt für die Stromerzeugung aus Biomasse allgemein die lückenlose und vollständige Dokumentation der verwendeten Einsatzstoffe in einem Einsatzstoff-Tagebuch.

Nach der neuen Nummer 1 besteht der Vergütungsanspruch für Strom aus Biogas über die Anforderungen nach Absatz 4 hinausgehend nur, wenn über ein Kalenderjahr insgesamt nicht mehr als 50 Masseprozent Mais (Ganzpflanze) und Getreidekorn einschließlich Körnermais zur Biogaserzeugung eingesetzt wurden. Hiermit wird den in einigen Regionen zu beobachtenden negativen Auswirkungen eines flächendeckenden Anbaus insbesondere der Energiepflanze Mais entgegengewirkt. Zudem wird für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber ein Anreiz geschaffen, verstärkt andere Einsatzstoffe zu mobilisieren. Der anteilige energetische Beitrag von Mais und Getreidekorn kann über die in der Biomasseverordnung festgelegten einsatzstoffbezogenen Energieertragswerte ermittelt werden. Als Getreidekorn gilt auch Körnermais.

Nummer 2 entspricht dem bisherigen § 27 Absatz 3 Nummer 3 EEG 2009. Die vollständige Wärmenutzung als Vergütungsvoraussetzung besteht bei der Stromerzeugung aus Biomethan auch, wenn der Strom nach § 33a direkt vermarktet wird.

Nummer 3 setzt die Empfehlung aus dem EEG-Erfahrungsbericht um, die Vergütung für Strom aus flüssiger Biomasse für Neuanlagen zu streichen. Strom aus flüssiger Biomasse wird bei Neuanlagen nur noch vergütet, soweit er aus flüssiger Biomasse erzeugt wird, die zur notwendigen Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung (etwa bei Zündstrahl-BHKW) notwendig ist.

Zu § 27 Absatz 6 EEG:

Absatz 6 legt fest, wann und in welcher Form die Vergütungsvoraussetzungen für Strom aus Biomasse nachzuweisen sind. Die Voraussetzungen nach Absatz 4 und nach Absatz 5 Nummer 2 müssen jeweils bei der erstmaligen Geltendmachung des Anspruchs auf die Einspeisevergütung und danach jeweils für das vorangegangene Jahr spätestens zum 28. Februar des Folgejahres nachgewiesen werden, die Voraussetzungen nach Absatz 2 und Absatz 5 Nummer 1 und 3 jeweils für das vorangegangene Jahr spätestens zum 28. Februar des Folgejahres.

Zu § 27 Absatz 7 EEG:

Absatz 7 regelt die Rechtsfolgen der Nichteinhaltung der besonderen Vergütungsvoraussetzungen nach den Absätzen 4 und 5.

Nach Satz 1 reduziert sich der Vergütungsanspruch insgesamt auf den Marktwert; dies entspricht dem allgemeinen Rechtsgedanken, wie er in § 17 Absatz 2 und 3 niedergelegt ist. Diese Verringerung bezieht sich auf die gesamte Vergütung für das jeweilige Kalenderjahr, in dem die Vergütungsvoraussetzungen nicht eingehalten werden, also auf die Grundvergütung nach Absatz 1 als auch auf die einsatzstoffbezogenen Vergütungserhöhungen nach Absatz 2 sowie den Gasaufbereitungs-Bonus nach § 27c Absatz 2. Wird z.B. die geforderte Wärmenutzung von 60 Prozent in einem Kalenderjahr nicht nachweislich eingehalten und wird nicht die alternative Vergütungsvoraussetzung nach Absatz 4 Nummer 2 erfüllt, so tritt die Rechtsfolge des Absatzes 7 Satz 1 für das gesamte Kalenderjahr ein. Werden die Vergütungsvoraussetzungen für das folgende Jahr wieder nachgewiesen, so lebt der volle Vergütungsanspruch für dieses Folgejahr wieder auf.

Nach Satz 2 hat ein fehlender oder nicht den Nachweisvorgaben entsprechender Nachweis zu den alternativen Voraussetzungen der Mindestwärmenutzung bzw. Mindestgüllenutzung ab dem sechsten auf die erstmalige Geltendmachung des Vergütungsanspruchs folgenden Kalenderjahr nicht mehr die Verringerung auf den Marktwert zur Folge. Vielmehr entfällt in diesen Fällen der Vergütungsanspruch nach Absatz 1 nur in Höhe von 20 Prozent, Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber können also ab dem sechsten Kalenderjahr auch ohne Mindestwärmenutzung oder Mindestgüllenutzung weiterhin 80 Prozent der Vergütung nach Absatz 1 geltend machen, sofern alle übrigen Vergütungsvoraussetzungen – im Fall von Strom aus Biogas insbesondere die nach Absatz 5 Nummer 1 vorgeschriebene Obergrenze für den Einsatz von Mais oder Getreidekorn – nachweislich erfüllt sind. Die Vergütung nach Absatz 2 kann in diesen Fällen weiterhin in vollem Umfang geltend gemacht werden, eine Kürzung auf 80 Prozent findet insoweit nicht statt. Diese Regelung schafft Planungs- und Investitionssicherheit für die Betreiber von Biomasseanlagen, denen andernfalls etwa bei einem unvorhersehbaren und von ihnen nicht zu vertretenden Wegbre-

chen der für eine anerkannte Wärmenutzung erforderlichen Wärmesenke nach mehreren Jahren der Verlust ihres EEG-Vergütungsanspruchs drohen würde.

Zu § 27 Absatz 8 EEG:

Absatz 8 trifft eine Regelung zum Schutz personenbezogener Daten in den dem Netzbetreiber vorzulegenden Einsatzstoff-Tagebüchern.

Zu § 27a EEG:

Für Strom aus Anlagen, die Biogas einsetzen, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse mit einem Anteil von genau bezeichneten Bioabfällen im Sinne der Bioabfallverordnung von mindestens 80 Masseprozent erzeugt wurde, werden aufgrund der besonderen Kostenstrukturen für diese Einsatzstoffgruppe eigene Vergütungssätze festgelegt.

In Absatz 1 werden die Vergütungssätze für Strom aus Biogas im Sinne des § 27a für zwei Vergütungsstufen – bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt und für den Leistungsanteil von mehr als 500 Kilowatt bis einschließlich 20 Megawatt – festgelegt.

Absatz 1 grenzt den Vergütungsanspruch auf bestimmte Arten von getrennt erfassten Bioabfällen ein. Auf die nach Absatz 1 zu erfüllende Bioabfallquote angerechnet werden hiernach nur solche getrennt erfassten Bioabfälle, die in Anlage 1 Nummer 1 Spalte 2 der Bioabfallverordnung unter den Abfallschlüsseln 20 02 01 (biologisch abbaubare Abfälle), 20 03 01 (Gemischte Siedlungsabfälle im Sinne der Bioabfallverordnung) und 20 03 02 (Marktabfälle) explizit genannt werden. Die Abfallschlüsselnummer 20 02 01 umfasst dabei Garten- und Parkabfälle, Landschaftspflegeabfälle, Gehölzrodungsrückstände sowie pflanzliche Bestandteile des Treibselns. Die Abfallschlüsselnummer 20 03 01 umfasst die vom Hausmüll getrennt erfassten Bioabfälle aus Haushalten und des Kleingewerbes, d.h. vor allem die Abfälle aus der Biotonne. Die Abfallschlüsselnummer 20 03 02 umfasst Marktabfälle.

Bei den genannten Bioabfallarten handelt sich zum einen um Abfälle, die derzeit überwiegend kompostiert werden und die zukünftig – soweit dafür geeignet – in einer Vergärung als Vorstufe vor der Kompostierung eingesetzt werden sollen. Geeignet sind dabei insbesondere die Abfälle aus der Biotonne. Darüber hinaus besteht insbesondere bei den getrennt zu erfassenden Bioabfällen aus Haushaltungen noch ein erhebliches Mengenpotenzial, das über den Einsatz in der Vergärung vor der Kompostierung zusätzlich zu bereits erfassten Bioabfällen sowohl energetisch als auch stofflich genutzt werden kann. Die Einschränkung auf diese Bioabfälle stellt sicher, dass nur solche Bioabfälle zukünftig in die Vergärung vor der Kompostierung gemäß § 27a gelangen, die ansonsten – ohne energetische Nutzung – ausschließlich kompostiert worden wären. Damit soll gewährleistet werden, dass es durch § 27a nicht zu unerwünschten Umlenkungen von energiereichen Reststoffen kommt, die schon bislang vergoren wurden.

Zum anderen soll mit der besonderen Vergütung für die Vergärung von Bioabfällen auch für eine Vergärung geeigneter Grünschnitt der Abfallschlüsselnummer 20 02 01, der zu mindestens zum

Teil andernfalls durch Aufbringen auf den Boden ohne vorherige Behandlung verwertet würde, für eine kombinierte energetische und stoffliche Verwertung erschlossen werden.

Die Erfüllung dieser stofflichen Anforderungen ist gemäß Absatz 4 in entsprechender Anwendung des Einleitungssatzes von § 27 Absatz 5 über das Einsatzstoff-Tagebuch nachzuweisen.

Mit Absatz 2 wird die feste Einspeisevergütung bei Biogasanlagen mit einer installierten Leistung über 500 Kilowatt, die ab dem Jahr 2014 in Betrieb genommen werden, ausgeschlossen. Hierdurch wird die Marktprämie für diese Anlagen verpflichtend vorgeschrieben. Die Höhe der Marktprämie wird sodann über § 33h fixiert.

Die nach Absatz 3 geforderte unmittelbare Verbindung der Biogasanlage mit einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände und die stoffliche Verwertung der nachgerotteten Gärrückstände entsprechen den Anforderungen für den nunmehr gestrichenen Technologie-Bonus für Bioabfallvergärung nach der bisherigen Nummer II.1.i der Anlage 1 zum EEG 2009.

Absatz 4 schließt eine Kombination der Vergütung nach § 27a mit einer Vergütung nach § 27 EEG aus. Ausdrücklich hiervon ausgenommen ist der nach § 27c Absatz 2 auch für die Aufbereitung von Gas aus der Bioabfallvergärung gewährte Gasaufbereitungs-Bonus.

Nach Absatz 5 finden die Regelungen zur Wärmenutzung bei Biomethan-Anlagen nach § 27 Absatz 5 Nummer 2 und zum Einsatz flüssiger Biomasse zur Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerungs nach § 27 Absatz 5 Nummer 3 sowie die diesbezüglichen Nachweisregelungen in § 27 Absatz 6 Nummer 4 und 5 sowie hinsichtlich der Rechtsfolgen bei nicht nachgewiesener Einhaltung der Vergütungsvoraussetzungen des § 27a der § 27 Absatz 7 Satz 1 und schließlich die Pflicht zur Führung eines Einsatzstoff-Tagebuchs einschließlich der datenschützenden Regelung des § 27 Absatz 8 auf die Bioabfallvergärung entsprechende Anwendung.

Zu § 27b EEG:

Für Strom aus Anlagen, die Gas einsetzen, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse mit einem Anteil von Gülle von kalenderjährlich im Durchschnitt mindestens 80 Masseprozent erzeugt wurde, bietet § 27b abweichend von § 27 einen eigenen Vergütungssatz von 25 ct pro Kilowattstunde an. Die Stromerzeugung muss in diesem Fall jedoch am Standort der Biogaserzeugungsanlage erfolgen, d.h., § 27b findet keine Anwendung auf sogenannte „Satelliten-BHKW“, die an einem anderen Standort als dem Betriebsstandort der Biogasanlage errichtet werden und das Biogas über eine längere Biogasdirektleitung beziehen. § 27b findet zudem nur Anwendung auf Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von höchstens 75 Kilowatt, wobei die installierte elektrische Leistung von 75 Kilowatt zugleich die Gesamthöchstgrenze am Standort der Anlage bildet. Hiermit wird verhindert, dass an einem Standort mehrere einzelne Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von insgesamt mehr als 75kW installiert werden und damit an diesem Standort im Ergebnis eine deutlich umfangreichere Stromerzeugung aus Gülle als beabsichtigt von der höheren Förderung nach § 27b profitiert. Nicht als Gülle für die Anrechnung auf den geforderten Anteil von 80 Masseprozent gelten Geflügelmist, Geflügeltrockenkot, Pferdemit und Schafmist.

Zu den Absätzen 2 und 3 wird auf die Begründung zu § 27 und § 27a verwiesen.

Zu § 27c EEG:

Der neu eingefügte § 27c trifft gemeinsame Regelungen für die Stromerzeugung aus den verschiedenen gasförmigen erneuerbaren Energien sowie aus gasförmigen Speichermedien zur Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien.

Absatz 1 regelt die bislang in den §§ 24 Absatz 2, 25 Absatz 2 und 27 Absatz 2 EEG 2009 für die Stromerzeugung aus Biomasse, Deponiegas oder Klärgas geregelte gesetzliche Fiktion, nach welcher aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas unter den dort genannten Bedingungen als Biomasse bzw. Biomethan, Deponiegas oder Klärgas gilt, und erweitert diese gesetzliche Fiktion auf Speichergase im Sinne des § 3 Nummer 9a. Absatz 1 gilt auch für Biogas aus der Bioabfallvergärung im Sinne des § 27a und – soweit dies angesichts der eingeschränkten Größe der Anlagen überhaupt in Betracht kommt – für Biogas aus Güllevergärung im Sinne des § 27b. Die Menge des aus dem Erdgasnetz entnommenen Gases muss am Ende eines Kalenderjahres im Wärmeäquivalent der Menge von bis zu diesem Zeitpunkt an anderer Stelle in das Erdgasnetz eingespeistem Deponiegas, Klärgas, Biomethan oder Speichergas entsprechen, wobei ein positives Einspeisesaldo aus dem vorangegangenen Kalenderjahr in die Bilanzierung des Folgejahres einbezogen werden darf. Zudem wird diese gesetzliche Fiktion für den Transport durch das Erdgasnetz um das Erfordernis von Massenbilanzsystemen ergänzt, welche die Rückverfolgbarkeit des jeweiligen Gases vom Zeitpunkt seiner Entnahme aus dem Gasnetz bis zum Zeitpunkt seiner Gewinnung oder Herstellung ermöglichen. Die Anforderung an den Einsatz von Massenbilanzsystemen entspricht der durch das „Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien“ neu eingefügten Nummer II.1.c.bb der Anlage zum EEWärmeG. Zur Erfüllung der Anforderungen an eine Massenbilanzierung kann auch auf das Biogasregister Deutschland der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) zurückgegriffen werden.

Absatz 2 ersetzt teilweise die bislang in den §§ 24 Absatz 3, 25 Absatz 3 und 27 Absatz 4 Nummer 1 enthaltene Regelung zum Anspruch auf den in seiner bisherigen Form gestrichenen Technologie-Bonus. Der bisherige Technologie-Bonus wird – nunmehr als Gasaufbereitungs-Bonus gemäß Anlage 1 zu diesem Gesetz – weiterhin für die Gasaufbereitung entsprechend der bisherigen Nummer I der Anlage 1 zum EEG 2009 gewährt, und kann für die Stromerzeugung aus Biogas (mit Ausnahme von Biogas im Sinne des § 27b), Deponiegas oder Klärgas geltend gemacht werden. Der Technologie-Bonus für innovative Anlagentechnik nach der bisherigen Nummer II der Anlage 1 zum EEG 2009 entfällt hingegen zukünftig.

Mit Absatz 3 wird der Gasaufbereitungs-Bonus für Strom aus Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomethan im Sinne des Absatz 2 mit einer installierten Leistung über 500 Kilowatt, die ab dem Jahr 2014 in Betrieb genommen werden, ausgeschlossen. Hierdurch wird die Marktprämie für diese Anlagen verpflichtend vorgeschrieben. Die Höhe der Marktprämie wird sodann über § 33h fixiert.

Zu § 28 EEG:

Der neu gefasste § 28 EEG ändert die Vergütungsstruktur für Strom aus Geothermie (Erdwärme). Im Vergleich zum EEG 2009 wird die Struktur stark vereinfacht, indem der Frühstarterbonus und der Wärmenutzungsbonus in die Grundvergütung integriert werden und die Größendifferenzierung abgeschafft wird.

Es wurden bisher nur vier Geothermieprojekte zur Stromerzeugung realisiert. Der Beitrag der Geothermie zur Stromerzeugung ist daher noch sehr gering. Ziel der Änderung ist neben der Vereinfachung des Gesetzes, der Geothermie eine verlässliche Perspektive für den weiteren Ausbau zu geben. Damit können weitere Projekte realisiert werden und die dringend benötigten Erfahrungen gesammelt und letztlich Kosten reduziert werden.

Zu § 28 Absatz 1 EEG:

In die Grundvergütung nach § 28 Absatz 1 EEG wird der bisher in § 28 Absatz 2 EEG 2009 geregelte Frühstarterbonus und der bisher in § 28 Absatz 2 EEG 2009 geregelte Wärmenutzungsbonus integriert, so dass diese beiden Boni ersatzlos gestrichen werden.

Die Integration des Frühstarterbonus in die Grundvergütung schafft Verlässlichkeit und bringt Planungssicherheit. Ein Anreiz zur Wärmeerzeugung ist durch die zusätzlichen Einnahmepotenziale aus dem Verkauf der Wärme gegeben. Der im EEG 2009 geregelte Wärmenutzungsbonus hat außerdem vielfältige Rechtsfragen aufgeworfen. Deshalb wird er ebenfalls in die Grundvergütung integriert.

Darüber hinaus werden die bisher in § 28 Absatz 1 EEG 2009 geregelten Leistungsklassen für die Vergütungssätze aufgehoben, da es bislang noch kein Projekt gibt und voraussichtlich in den nächsten Jahren auch kein entsprechendes Projekt realisiert werden wird, das größer als die bisher in § 28 Absatz 1 EEG 2009 geregelten 10 MW installierter Leistung ist. Die Abschaffung der Größendifferenzierung dient der Vereinfachung der Vergütungsstruktur.

Zu § 28 Absatz 2 EEG:

Der bisherige Bonus für Strom aus Geothermieanlagen, die auf einem petrothermalen System beruhen, bleibt erhalten und wird in Absatz 2 verschoben. Der Bonus wurde von 4,0 auf 5,0 Cent je Kilowattstunde erhöht. Petrothermale Projekte befinden sich noch im Forschungsstadium. Die Erhöhung ist sinnvoll, da mit der Realisierung der Projekte erst mittelfristig zu rechnen ist und die Kostenrisiken aufgrund des Forschungscharakters der Anlagen noch sehr hoch sind.

Diese Systeme nutzen die im Gestein gespeicherte Energie. Beispiele für diese Nutzungssysteme sind Hot-Dry-Rock-Systeme (HDR), auch Deep Heat Mining (DHM), Hot Wet Rock (HWR), Hot Fractured Rock (HFR) oder Stimulated Geothermal Systems (SGS). Der umfassende Begriff ist Enhanced Geothermal Systems (EGS). Es handelt sich hierbei um eine Energiegewinnung aus dem Gestein selbst; sie ist also weitgehend unabhängig von wasserführenden Strukturen. Das heiße Gestein (meist Grundgebirge) wird dabei als Wärmetauscher genutzt. Ein Anspruch auf den

Technologiebonus besteht daher nur in den Fällen, in denen eine Bohrung keine wirtschaftlich relevante Schüttung liefert und der Produktionshorizont hydraulisch stimuliert werden muss, um das Gestein aufzubrechen und die Wärme des Gesteins zu nutzen. In der Regel ist in diesen Fällen der Produktionshorizont ein Grundgebirge oder eine gering permeable Schicht.

Zu § 29 EEG:

An der Vergütungsvorschrift für Windenergieanlagen werden kleinere Änderungen vorgenommen. Hierdurch werden wiederum die Handlungsempfehlungen des EEG-Erfahrungsberichts umgesetzt. Im Einzelnen:

Mit den Änderungen in Absatz 1 wird die Höhe der Grundvergütung an die tatsächlich geltenden Sätze angepasst. Die Vergütungen sind gegenüber dem Jahr 2009 wegen der jährlichen Degression leicht gesunken.

Auch in Absatz 2 werden die Vergütungssätze an den aktuellen Stand angepasst. Darüber hinaus wird der Systemdienstleistungs-Bonus gestrichen. Der Systemdienstleistungs-Bonus sollte ohnehin nur bis zum Ende des Jahres 2013 gezahlt werden, weil schon bei der Einführung des Bonus davon ausgegangen wurde, dass die Anlagenbauer ihre Anlagen nach einiger Zeit standardmäßig nach den Vorgaben der Systemdienstleistungsverordnung auslegen und dann keine wesentlichen Mehrkosten durch die Erfüllung der Anforderungen der Verordnung entstehen. Dieser Zeitpunkt wurde nun schon früher erreicht als ursprünglich erwartet. Aus diesem Grund kann der Systemdienstleistungs-Bonus schon zum 1. Januar 2012 wegfallen.

Der neu angefügte Absatz 3 dient der Erleichterung für Kleinwindenergieanlagen. Diese erzielen regelmäßig nur kleine Erträge und werden sich regelmäßig allein auf Grundlage der EEG-Einspeisevergütung nicht wirtschaftlich betreiben lassen. Es kann sinnvoll sein, sie zur Eigenversorgung zu betreiben und ggf. Überschüsse in das Netz einzuspeisen. Für solche Überschusseinspeiser wäre die Referenzertragsberechnung für diese Anlage eine relativ große Belastung. Gleichzeitig weisen diese kleinen Anlagen in der Regel einen Referenzertrag auf, der sie berechtigt, die Anfangsvergütung 20 Jahre lang zu beziehen. Dementsprechend wird eine Vermutung für den Referenzertrag aufgenommen, der diese Anlagen von diesem Erfordernis befreit und sie berechtigt, die Anfangsvergütung für den gesamten Vergütungszeitraum in Anspruch zu nehmen. Im Rahmen des nächsten Erfahrungsberichts werden die ökologischen Auswirkungen der Kleinwindenergieanlagen detailliert betrachtet, um ggf. bei der nächsten Novellierung des EEG diesen Aspekt vor dem Hintergrund der bisher geringen Erfahrungen mit Kleinwindenergieanlagen entsprechend zu verankern.

Die bisherigen Absätze 3 und 4 entfallen. Absatz 3 sah bisher vor, dass nur Windenergieanlagenbetreiber von Anlagen an einem Standort mit einem Referenzertrag von mindestens 60 Prozent die Vergütung erhalten können.

Aus heutiger Sicht erweist sich die Regelung als überholt. Die Regelung zieht einen erheblichen administrativen Aufwand nach sich. Gleichzeitig ist sie nicht erforderlich, da Standorte mit sehr niedrigem Windertrag schon aus wirtschaftlichen Gründen nicht genutzt werden können. Sehr

wenige Standorte, die aus heutiger Sicht knapp unter die Grenze von 60 Prozent Referenzertrag fallen könnten aber zukünftig durch höhere Erlöse im Bereich der Direktvermarktung und andere günstige Begleitumstände wirtschaftlich werden. Absatz 4 der bisher das Nachweisverfahren für die Referenzertragsberechnung nach Absatz 3 vorsah, entfällt in der Folge ebenfalls.

Zu § 30 EEG:

Mit dem neu gefassten § 30 werden Unklarheiten bei der Auslegung der Vorschrift ausgeräumt.

Im Einleitungshalbsatz des neuen Absatz 1 wird klargestellt, dass für die Frage, aus welchen Landkreisen die repowerten Anlagen stammen dürfen, immer auf den Standort der Repowering-Anlagen abzustellen ist. Dabei müssen die Anlagen endgültig ersetzt werden, müssen also tatsächlich abgebaut werden und dürfen weder im selben noch in einem anderen Landkreis wieder aufgebaut werden.

Mit Nummer 1 wird der Repowering-Bonus auf Anlagen begrenzt, die vor dem 1. Januar 2002 in Betrieb genommen wurden. Dies sind Anlagen, die nicht im Rahmen des Systemdienstleistungs-Bonus netztechnisch nachgerüstet werden konnten und die wegen der planungsrechtlichen Situation oftmals als Einzelanlagen errichtet wurden. Bei diesen Anlagen ist das Repowering deshalb aus Gründen der Netzintegration dieser Anlagen und des Landschaftsschutzes besonders wünschenswert. Mit Nummer 2 wird das Alter der ersetzten Anlagen in der Regel auf 17 Jahre begrenzt. Ältere Anlagen sind schon so lange in Betrieb, dass sie ohnehin in wenigen Jahren ersetzt werden müssen. Eine gesonderte Förderung ist daher nicht mehr erforderlich. Eine Ausnahme gilt für Anlagen, die außerhalb von im Sinne des § 35 Abs. 3 Satz 3 BauGB in Flächennutzungsplänen oder Raumordnungsplänen ausgewiesenen Flächen, Vorranggebieten usw. stehen. Diese Anlagen werden häufig nicht abgebaut, auch wenn der Vergütungsanspruch abgelaufen ist, weil eine Genehmigung für eine neue Anlage an diesen Standorten in der Regel nicht erteilt wird. In Nummer 4 wird klargestellt, dass die Anzahl der Repowering-Anlagen die Anzahl der ersetzten Anlagen nicht übersteigen darf.

Absatz 2 definiert den Begriff des Ersetzens. Satz 2 stellt klar, dass eine repowerte Anlagen, auch wenn sie an einem anderen Standort wieder errichtet wird, keine Vergütung nach dem EEG mehr erhalten kann.

Zu § 31 EEG:

§ 31 EEG fasst die Vergütung für Strom aus Offshore-Anlagen neu. Hierdurch werden die Handlungsempfehlungen des EEG-Erfahrungsberichts umgesetzt. Im Einzelnen:

Zu § 31 Absatz 1 EEG:

Absatz 1 ist gegenüber § 31 Absatz 1 EEG 2009 unverändert.

Zu § 31 Absatz 2 EEG:

Bei der Vergütung für Strom aus Windenergieanlagen auf See wird der Bonus für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2016 in Betrieb gehen, in die Anfangsvergütung integriert. Die Regelung zur Verlängerung der Anfangsvergütung bei Anlagen mit hoher Entfernung zum Festland und in großer Wassertiefe wird angepasst, um klarzustellen, dass die standortdifferenzierte Vergütung auch bei Erfüllung nur eines der beiden Kriterien „Küstenentfernung von über 12 Seemeilen“ oder „Wassertiefe von mehr als 20 m“ gewährt wird.

Zu § 31 Absatz 3 EEG:

Für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Offshore-Anlagen, die vor dem 1. Januar 2018 in Betrieb genommen werden, wird ein sogenanntes optionales Stauchungsmodell eingeführt. Hierdurch wird die entsprechende Handlungsempfehlung des EEG-Erfahrungsberichts umgesetzt:

Wenn sich Anlagenbetreiber für diese Option entscheiden, verringert sich die Dauer der Anfangsvergütung von 12 auf 8 Jahre. Der Vergütungssatz erhöht sich im Gegenzug auf 19 Cent pro Kilowattstunde. Bei standortbedingter Verlängerung der Dauer der Anfangsvergütung setzt diese nach Ablauf der acht Jahre ein. Für die Zeit der Verlängerung wird der Anfangsvergütungssatz (15 Cent pro Kilowattstunde) gewährt. Danach folgt der Übergang in die reguläre Grundvergütung.

Zu § 31 Absatz 4 EEG:

Offshore-Anlagen werden bedingt durch ihre Lage über einzelne häufig Recht lange Anschlussleitungen angeschlossen, die mit hohem Aufwand errichtet werden und schwer zugänglich sind. Bei einer verspäteten Inbetriebnahme der Anschlussleitung oder einem späteren Ausfall dieser Leitung können schnell erhebliche Einnahmeverluste entstehen, die die Wirtschaftlichkeit des Projekts bedrohen. Dies erhöht auch das Risiko und erschwert damit die Kapitalbereitstellung. Um den wirtschaftlichen Schaden zu begrenzen und gleichzeitig den Letztverbraucher nicht übermäßig zu belasten, sollen eventuelle Ausfallzeiten der Offshore-Anlage, die nicht im Einflussbereich des Anlagenbetreibers liegen, weil sie durch Störungen des Netzes verursacht werden und für die dieser auch vom Netzbetreiber keinen Schadenersatz erhalten kann, durch eine Verlängerung der Anfangsvergütung aufgefangen werden.

Zu § 31 Absatz 5 EEG:

Absatz 5 ist gegenüber § 31 Absatz 3 EEG 2009 unverändert.

Zu den §§ 32 und 33 EEG:

Die §§ 32 und 33 regeln die Vergütung für Strom, der unmittelbar aus solarer Strahlungsenergie gewonnen wird. Dabei regelt § 33 die Vergütung für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie an oder auf Gebäuden und § 32 die Vergütung von Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie auf baulichen Anlagen, die keine Gebäude sind, und auf Freiflächen. § 32 entspricht mit der Ausnahme einiger Änderungen inhaltlich § 32 EEG 2009 in der am 1. Mai 2011 geltenden Fassung. Allerdings wurde § 32 aus systematischen Gründen umgestellt. Hierdurch sollen insbesondere bisher bestehende Unklarheiten zwischen dem Verhältnis der unterschiedlichen Flächen, auf denen der Strom aus solarer Strahlungsenergie nach dem EEG vergütet wird, beseitigt werden.

Die im Gesetz vorgesehenen Vergütungssätze verringern sich bereits zum 1. Januar 2012 entsprechend des „atmenden Deckels“ nach § 20a Absatz 2 bis 4. Um klarzustellen, dass die im Gesetz stehenden Vergütungssätze bereits im Jahr 2012 aufgrund des „atmenden Deckels“ angepasst werden, wurde der Zusatz „abzüglich der Verringerung nach § 20a“ eingefügt.

Die Regelung in § 20a Absatz 2, 3 und 4 lässt die zuletzt im „Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien“ vom 12. April 2011 angepasste zubauabhängige Degression („atmender Deckel“) unverändert, so dass die Vergütungssätze, die die Bundesnetzagentur im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie gemäß § 20 Absatz 3 Satz 2 EEG 2011 am 31. Oktober 2011 im Bundesanzeiger veröffentlicht, den Vergütungssätzen für das Jahr 2012 nach diesem Gesetz entsprechen. In den folgenden Jahren richtet sich die Degression dann nach den §§ 20a Absatz 2, 4, 5, 6 und 7.

Zu § 32 Absatz 1 EEG:

Den Grundvergütungssatz nach Absatz 1 erhalten nach Nummer 1 Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie auf baulichen Anlagen, die keine Gebäude sind und vorrangig zu anderen Zwecken errichtet worden sind. Dabei kommt es nicht darauf an, ob die bauliche Anlage zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme tatsächlich gerade entsprechend der Funktion ihres abstrakten, rechtlich qualifizierten Nutzungszwecks (z.B. Lärmschutzwand) genutzt wird. Eine vor oder nach Inbetriebnahme der Anlage tatsächlich erfolgte Aufgabe der ursprünglichen anderweitigen Hauptnutzung bleibt also bedeutungslos.

Ebenfalls den Grundvergütungssatz nach Absatz 1 erhalten zudem bestimmte Freiflächenanlagen, die bisher vergütungsfähigen Flächenkategorien bleiben unverändert.

Aus Klarstellungsgründen wird bei Freiflächen nach Absatz 1 Nummer 3 und Absatz 3 jedoch nicht mehr auf die Errichtung der Anlagen im Geltungsbereich eines Bebauungsplans abgestellt, da dies erhebliche Rechtsunsicherheit geschaffen hat, insbesondere in den Fällen, in denen sich die Verkündung des Bebauungsplans verzögert hat. Deswegen soll künftig auf den Satzungsbeschluss der Gemeinde über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans abgestellt werden.

Weiterhin wird mit der Ergänzung in Nummer 3 Buchstabe b klargestellt, dass der Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie auch dann eine Vergütung nach § 32 Absatz 1 erhält, wenn die Fläche in einem Bebauungsplan vor dem 1. Januar 2010 als Gewerbe- oder Industriegebiet ausgewiesen und die Festsetzung nach dem 1. Januar 2010 zumindest auch mit dem Zweck geändert wurde, eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie zu errichten.

Im Sinne der Nummer 3 Buchstabe c sind Autobahnen alle Bundesautobahnen nach dem Bundesfernstraßengesetz sowie (soweit nicht identisch) alle Bundesautobahnen, die nach der Straßenverkehrsordnung als Autobahnen beschildert worden sind (Zeichen 330.1 der Anlage 3 zu Richtlinien der Straßenverkehrsordnung). Die Randstreifen an diesen Autobahnen sind in der Regel aufgrund von Lärm und Abgasen vorbelastet. Deswegen soll Strom aus Anlagen auf diesen Flächen grundsätzlich vergütungsfähig sein.

Zu § 32 Absatz 2 EEG:

In Absatz 2 wird eine besondere Vergütungshöhe für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie auf bestimmten Konversionsflächen und versiegelten Flächen festgelegt. Diese war auch im bisherigen Recht verankert, allerdings stellt sich in der Praxis die Frage nach der Vergütungshöhe, wenn die Anlage auf einer Konversionsfläche errichtet wird, die zugleich eine Fläche im Sinne des Absatz 1 darstellt. Dieses Verhältnis wird durch Absatz 2 klar gestellt. Durch die Formulierung „abweichend von Absatz 1“ wird verdeutlicht, dass der höhere Vergütungsanspruch auf Konversionsflächen auch dann gilt, wenn die Fläche zugleich eine Fläche nach Absatz 1 ist.

Eine Änderung des bisherigen Rechts wird in Absatz 2 Nummer 2 vorgenommen. Hiernach erhalten Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie auf wirtschaftlichen, verkehrlichen, wohnungsbaulichen oder militärischen Flächen künftig keine feste EEG-Vergütung mehr, wenn diese Flächen zugleich rechtsverbindlich als Naturschutzgebiete im Sinne des § 23 Bundesnaturschutzgesetz oder als Nationalpark im Sinne des § 24 Bundesnaturschutzgesetz vor dem Aufstellungsbeschluss über einen Bebauungsplan festgesetzt worden sind. Insbesondere militärische Konversionsflächen haben oft eine vergleichsweise hohe naturschutzfachliche Bedeutung aufgrund ihrer langjährigen spezifischen Nutzung mit großflächig geringer Versiegelung, Zerschneidung, Störungsintensität und geringer Nährstoffbelastung. Die Änderung dient daher dem Natur- und Landschaftsschutz und soll verhindern, dass wertvolle Naturlandschaften durch die Errichtung von Freiflächenanlagen zur Nutzung von solarer Strahlungsenergie beeinträchtigt werden.

Zu § 32 Absatz 3 EEG:

Durch Absatz 3 wird eine Sonderregelung zur Inbetriebnahme von Fotovoltaikanlagen in das EEG aufgenommen. Da bei Fotovoltaikanlagen bereits ein einzelnes Fotovoltaikmodul als Anlage im Sinne des § 3 Nummer 1 gilt, würde die Ersetzung eines defekten Moduls als Neuinbetriebnahme

einer Anlage gelten. Sowohl Dach- als auch Freiflächenanlagen bestehen in der Regel aber aus einer Vielzahl von Modulen. Bei einem Austausch einzelner Module z.B. aufgrund eines Sachmangels würden damit für die unterschiedlichen Module unterschiedliche Vergütungssätze und eine unterschiedliche Vergütungsdauer gelten. Dies erscheint nicht sachgerecht, zumal die hohe Degression bei Fotovoltaikanlagen in diesen Fällen zu erheblichen Vergütungsausfällen bei den Anlagenbetreibern und unter Umständen zu hohen Schadensersatzforderungen gegen Installateure und Hersteller führen könnte. Zudem wäre in diesen Fällen die Abrechnung für die Netzbetreiber und die Überprüfung durch Wirtschaftsprüfer kaum durchführbar.

Vor diesem Hintergrund regelt Absatz 3, dass der erstmalige Inbetriebnahmezeitpunkt von Anlagen davon unberührt bleibt, wenn einzelne, mehrere oder sogar alle Fotovoltaikmodule aufgrund von Sachmängeln, eines Diebstahls, eines technischen Defekts oder aufgrund von Beschädigungen durch neue Module ersetzt werden müssen. Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass die Ersetzung des Moduls aufgrund einer Funktionsstörung, einer Beschädigung oder eines Diebstahls erfolgt. Das neue Modul erhält damit die gleich hohe Vergütung (für den restlichen Vergütungszeitraum) wie das ersetzte Modul. Es muss sich dabei aber um ein neues Modul handeln. Für bereits anderenorts in Betrieb genommene Module gilt § 32 Absatz 3 nicht.

Zu § 33 EEG:

§ 33 Absatz 1 bestimmt den Vergütungssatz für Anlagen an oder auf Gebäuden und an oder auf Lärmschutzwänden.

Zu § 33 Absatz 1 EEG:

Absatz 1 bestimmt den Vergütungssatz für Anlagen an oder auf Gebäuden und Lärmschutzwänden. Die Vergütungssätze sind nach Anlagengrößen gestaffelt. Die Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie sowie die dazu gehörenden Befestigungen der Anlagen, wie z.B. Halterungen, Aufständerung oder Fundamente, müssen in der Weise an oder auf einem Gebäude angebracht worden sein, dass ausschließlich das Gebäude das Gewicht dieser technischen Einrichtungen trägt und damit für die Anlage die Baulast tragende Funktion übernimmt.

Bei Lärmschutzwänden handelt es sich in Abgrenzung zu Lärmschutzwällen um in der Regel senkrechte künstliche Wände. Die erhöhte Vergütung wird deswegen gewährt, weil durch die senkrechte Anordnung der Anlagen im Regelfall ein geringerer Ertrag zu erwarten ist. Anlagen, die auf Lärmschutzwällen verankert sind, sind hingegen wie bauliche Anlagen zu behandeln.

Zu § 33 Absatz 2 EEG:

Die Eigenverbrauchsregelung wird bis zum 1. Januar 2014 fortgeführt. Die Größenbegrenzung wird auf 100 Kilowatt installierter Leistung abgesenkt, so dass nur Anlagen, die nach § 19 Absatz 1 EEG als eine Anlage gelten, die Eigenverbrauchsregelung in Anspruch nehmen dürfen, die eine installierte Leistung von bis zu 100 Kilowatt haben. Größere Anlagen können die Eigenver-

brauchsregelung nicht in Anspruch nehmen. Die Eigenverbrauchsregelung soll nur im engen räumlichen Zusammenhang Anwendung finden.

Es wird klargestellt, dass die Eigenverbrauchsregelung nur dann Anwendung finden kann, wenn der Strom nicht über ein öffentliches Netz im Sinne des § 3 Nummer 7 an Dritte durchgeleitet wird. Hierdurch erfolgt zugleich eine Abgrenzung zur Direktvermarktung. Der Strom, der nach § 33 Absatz 2 an Dritte verkauft wird, unterfällt gemäß § 33a Absatz 2 nicht den Regelungen zur Direktvermarktung, so dass auch § 39 nicht auf diesen Strom angewendet werden kann. Somit ist für den Strom, der nach § 33 Absatz 2 an Dritte verkauft wird, nach § 37 Absatz 2 die EEG-Umlage zu zahlen. Der Vergütungssatz für den direkt verbrauchten Strom ermittelt sich aus dem für die jeweilige Anlagengröße geltenden Vergütungssatz für Dachanlagen, der der jeweils geltenden Degression nach § 20a unterliegt, abzüglich einheitlich 16,38 Cent/kWh.

Die seit dem 1. Juli 2010 geltende Differenzierung der Höhe des Anreizes, nach der jeweils selbst verbrauchten Strommenge entfällt.

Zu § 33 Absatz 3 EEG:

Absatz 3 ist unverändert zu § 33 Absatz 3 EEG 2009.

Zu Nummer 19 (Teil 3a EEG):

Durch Nummer 19 wird ein eigenständiger Teil zur Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas in das EEG aufgenommen. Hierdurch wird die besondere Bedeutung der Direktvermarktung unterstrichen. Der Teil setzt sich aus allgemeinen Bestimmungen (§§ 33a bis 33f) sowie besonderen Förderbestimmungen (§§ 33g und 33i) zusammen. In den allgemeinen Bestimmungen werden die verschiedenen Formen und Voraussetzungen der Direktvermarktung geregelt, und zwar unabhängig davon, in welcher Form und auf welchem Vermarktungsweg die Direktvermarktung erfolgt. Hierdurch werden auch die Anforderungen des § 17 EEG 2009 aufgegriffen. In den besonderen Bestimmungen wird eine Marktprämie (§ 33g) und eine Flexibilitätsprämie für Biogas (§ 33i) eingeführt. Flankiert werden diese besonderen Bestimmungen durch das sogenannte Grünstromprivileg (Grünstromhändlerprivileg), das eine besondere wirtschaftliche Motivation zur Direktvermarktung darstellt, das jedoch aus systematischen Gründen in § 39 geregelt ist (§ 37 Absatz 1 Satz 2 EEG 2009). Darüber hinaus steht der neue Teil 3a in enger Wechselwirkung zur Ausstellung von Herkunftsnachweisen, die in § 55 geregelt ist.

Zu § 33a EEG - neu -:

§ 33a Absatz 1 entspricht inhaltlich § 17 Absatz 1 Satz 1 EEG 2009. Er ist die zentrale Norm, die die grundsätzliche Zulässigkeit der Direktvermarktung beschreibt und zugleich den Begriff „Direktvermarktung“ legaldefiniert. Die Voraussetzungen und Rechtsfolgen der Direktvermarktung werden in den Folgeparagrafen geregelt.

Absatz 2 ist lediglich klarstellender Natur. Er bestätigt die geltende Rechtslage, dass die Überlassung von Strom zum Verbrauch in unmittelbarer räumlicher Nähe ohne Inanspruchnahme eines öffentlichen Netzes nach § 16 Absatz 3 oder nach § 33 Absatz 2 keine Direktvermarktung im Sinne des EEG darstellt und daher diese Veräußerungen nicht an die Formen und Fristen der §§ 33b bis 33f gebunden sind. Hierdurch wird der inhaltliche Gleichklang zwischen § 16 Absatz 3, § 33 Absatz 2 und § 33a gewährleistet.

Zu § 33b EEG - neu -:

§ 33b EEG fasst die verschiedenen Formen der Direktvermarktung aus Gründen der besseren Verständlichkeit des Gesetzes zusammen. Anlagenbetreiber haben demnach insgesamt drei Möglichkeiten, ihren Strom direkt zu vermarkten: Sie können ihn, erstens, direkt vermarkten und dafür eine Marktprämie nach § 33g in Anspruch nehmen (§ 33b Nummer 1). Sie können weiterhin den Strom an einen Grünstromhändler vermarkten, der ihn für das Grünstromprivileg nach § 39 nutzt (§ 33b Nummer 2). Schließlich können Anlagenbetreiber den Strom in sonstiger Weise vermarkten (§ 33b Nummer 3). Diese dritte Vermarktungsform umfasst jeden weiteren Vermarktungsweg und dient daher zugleich als Auffangtatbestand. Die Nummer 3 gilt z.B. für Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas, der ohne jegliche Förderunterstützung durch das EEG direkt vermarktet wird. Er gilt damit grundsätzlich auch für Strom, der nicht nach dem EEG vergütungsfähig ist; für diesen Strom sind indes auch die meisten Folgeparagrafen inhaltlich nicht einschlägig.

Die drei Direktvermarktungsformen schließen sich gegenseitig aus; eine Anlagenbetreiberin oder ein Anlagenbetreiber muss sich daher für eine der drei Formen entscheiden. Wird Strom gleichzeitig in mehreren Formen direkt vermarktet, verstößt eine Anlagenbetreiberin oder ein Anlagenbetreiber gegen das Doppelvermarktungsverbot (§ 56 EEG). Hieraus folgt auch, dass eine Anlagenbetreiberin oder ein Anlagenbetreiber im Rahmen der Direktvermarktung keine doppelte Förderung nach dem EEG erhalten kann, er also nur entweder die Marktprämie in Anspruch nehmen oder durch eine Wertsteigerung des Stroms bei einer Vermarktung in das Grünstromprivileg Mehreinnahmen erzielen kann.

Ungeachtet dessen können Biogasanlagenbetreiber auch eine Flexibilitätsprämie nach § 33i in Anspruch nehmen; dies ist grundsätzlich nur bei einer Direktvermarktung in die Marktprämie (§ 33b Nummer 1) zulässig und stellt keine eigene Form der Direktvermarktung dar.

Zu § 33c EEG - neu -:

§ 33c regelt die Pflichten der Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber bei der Direktvermarktung.

Nach Absatz 1 dürfen Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber Strom, der mit Strom aus mindestens einer anderen Anlage über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet wird, nur direkt vermarkten, wenn der gesamte über diese Messeinrichtung abgerechnete Strom an Dritte direkt vermarktet wird. Dies soll die praktische Umsetzung der Direktvermarktung sicherstellen und Missbrauch effektiv verhindern. Auch der BDEW hat diese Einschränkung in seinem Umset-

zungsvorschlag zur Marktprämie empfohlen. Ungeachtet dessen finden bei der Berechnung der Höhe der Marktprämie nach den §§ 33g und 33h die weiteren Messbestimmungen des § 19 Absatz 2 und 3 Anwendung, da sich diese unmittelbar auf die Höhe der von der konkreten Anlage erzielbaren festen Einspeisevergütung und damit über die Berechnung nach Nummer 1.2 der Anlage 4 zu diesem Gesetz auf die Höhe der Marktprämie auswirken.

Abweichend von diesem Grundsatz kann nach Maßgabe des § 33f EEG auch nur ein Anteil dieser Strommenge vermarktet werden; § 33f geht als Spezialbestimmung § 33c Absatz 1 vor.

Absatz 2 regelt die weiteren Pflichten, die nur zu beachten sind, wenn Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber ihren Strom zur Inanspruchnahme der Marktprämie (§ 33b Nummer 1) oder zur Nutzung in das Grünstromprivileg (§ 33b Nummer 2) vermarkten; bei sonstigen Formen der Direktvermarktung sind diese besonderen Pflichten nicht zu berücksichtigen. Diese Pflichten sind erforderlich, weil nur der in den Formen des § 33b Nummer 1 und 2 direkt vermarktete Strom unmittelbar oder mittelbar über das EEG gefördert wird. Ziel der Pflichten des Absatzes 2 ist es daher, sicherzustellen, dass nur förderfähiger Strom die Fördermechanismen von Marktprämie und Grünstromprivileg in Anspruch nimmt und dass dieser Strom zugleich nicht mehrfach gefördert wird.

Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe a bestimmt, dass der direkt vermarktete Strom grundsätzlich vergütungsfähiger Strom im Sinne der festen Einspeisevergütung sein muss: Strom, der nicht oder nicht mehr im System der festen Einspeisevergütung vergütet werden kann, kann daher auch keine Marktprämie in Anspruch nehmen oder im Rahmen des Grünstromprivilegs auf die Portfoliovorgaben angerechnet werden. Dies gilt auch für Strom, der nach § 17 nur eine verringerte Einspeisevergütung erhält: Da dieser Strom im Rahmen der festen Einspeisevergütung nur den tatsächlichen Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts nach Nummer 1.1 der Anlage 4 zu diesem Gesetz („MW“) erhält und dieser Marktwert im Rahmen der Direktvermarktung ohnehin erzielt wird, entspricht Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe a zugleich der gesetzgeberischen Wertung des § 17.

Nach Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe b wird schließlich verhindert, dass der Strom doppelt gefördert wird, indem zugleich die Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber vermiedene Netznutzungsentgelte nach § 18 StromNEV beziehen. Dies wird durch eine redaktionelle Anpassung der StromNEV flankiert (siehe unten).

Nach Absatz 2 Nummer 2 muss der Strom weiterhin in einer Anlage erzeugt worden sein, die mit einer technischen Einrichtung nach § 6 ausgestattet ist. Dies soll die hinreichende technische Flexibilität und Steuerbarkeit der Anlage gewährleisten. Diese Regelung ist neben § 6 erforderlich, weil § 6 – anders als die Bestimmungen über die Direktvermarktung – nicht für alle Bestandsanlagen gelten. Außerdem ist diese Regelung im Hinblick auf Anlagen erforderlich, die ausschließlich in das Grünstromprivileg vermarkten, da bei diesen Anlagen die Rechtsfolge der Verringerung der festen Einspeisevergütung (§ 17 Absatz 1) oder der Marktprämie (§ 33g Absatz 3) nicht wirken würde.

Nach Absatz 2 Nummer 3 muss ferner die gesamte Ist-Einspeisung der Anlage in 15 Minuten-Auflösung gemessen und bilanziert werden, und nach Nummer 4 muss der direkt vermarktete

Strom in einem Unterbilanzkreis im Sinne des § 2 Nummer 11 StromNZV bilanziert werden, in dem ausschließlich Strom bilanziert wird, der in derselben Form des § 33b direkt vermarktet worden ist. Beide Maßnahmen dienen der Vermeidung von Missbrauch und stellen sicher, dass die Einspeisung nachvollziehbar bilanziert wird. Bei Nummer 3 wird das Verfahren für die Messung und Bilanzierung nicht vorgegeben, so dass alle Verfahren genutzt werden können, die nach allgemeinem Energiewirtschaftsrecht und insbesondere nach der StromNZV für Entnahmekunden zulässig sind.

Nummer 4 stellt sicher, dass mithilfe getrennter Bilanz- oder Unterbilanzkreise – also eines eigenen Unterbilanzkreises für die Direktvermarktung in die Marktprämie und eines eigenen Unterbilanzkreises für die Direktvermarktung in die Nutzung des Grünstromprivilegs – die Nutzung der beiden in Absatz 2 geregelten Formen der Direktvermarktung separiert erfasst werden kann, um hierdurch eine Möglichkeit zur Überprüfung der getrennten Vermarktung zum Ausschluss missbräuchlicher Doppelvermarktungen zu schaffen und zugleich eine statistische Evaluierung der Nutzung beider Direktvermarktungsinstrumente zu ermöglichen. Die in den Unterbilanzkreisen bilanzierten direkt vermarkteten Strommengen werden in dem vorgelagerten Abrechnungsbilanzkreis für den Ausgleich gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber zusammengefasst.

Voraussetzung ist ein Bilanzkreis, der dem Anlagenbetreiber oder einem von ihm hiermit beauftragten Dienstleister zugeordnet ist (sogenannter Erzeugerbilanzkreis), der ausschließlich der Aufnahme von Strom dient, der in derselben Form des § 33b Nummer 1 oder Nummer 2 direkt vermarktet wird. Gemeint ist mit diesem Bilanzkreis daher kein Bilanzkreis eines Händlers, in den Strom anderer Herkunft oder aus anderen Vermarktungsformen einfließt. Dementsprechend trennen die Erzeugerbilanzkreise nach den spezifischen Formen der Direktvermarktung gemäß § 33b Nummer 1 oder Nummer 2. Demgegenüber ist eine Kombination mehrerer Anlagen, die aus unterschiedlichen, nach dem EEG vergütungsfähigen erneuerbaren Energieträgern Strom erzeugen, in demselben Bilanzkreis nach § 33c Absatz 2 Nummer 4 dann zulässig, wenn für den Strom aus diesen Anlagen dieselbe Form des § 33b Nummer 1 oder Nummer 2 gewählt worden ist.

Absatz 3 sieht vor, dass bei direktvermarktenden Biomasseanlagen die Vergütungsvoraussetzungen nach § 27 Absatz 4 nicht eingehalten werden müssen. Diese Anlagen müssen folglich weder eine Mindestwärmenutzung noch einen Mindestanteil Gülle nachweisen. Hierdurch wird ein Anreiz gesetzt, dass diese Anlagen in die Direktvermarktung wechseln.

Zu § 33d EEG - neu -:

§ 33d Absatz 1 führt das Erfordernis des § 17 Absatz 1 Satz 1 EEG 2009 fort, dass eine Direktvermarktung nur zum ersten Kalendertag eines Monats begonnen werden kann und ein Wechsel in die Direktvermarktung nur kalendermonatlich möglich ist. Dieses Prinzip wird nunmehr ausgedehnt auf die verschiedenen Formen der Direktvermarktung nach § 33b, so dass künftig auch ein Wechsel zwischen verschiedenen Formen einer Direktvermarktung angezeigt werden muss. Hierdurch soll schneller und präziser erkannt werden, welche Vermarktungswege von den Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern gewählt werden.

Absatz 2 Satz 1 entspricht der bereits bestehenden Mitteilungspflicht nach § 17 Absatz 1 Satz 1 EEG 2009. Die Sätze 2 und 3 legen weitere (verbindliche) Inhalte der Mitteilungen fest, die für eine effiziente Umsetzung der Direktvermarktung erforderlich sind. Dies entspricht u.a. einer Empfehlung des BDEW-Umsetzungsvorschlags zur Marktprämie. Diese Mitteilungspflichten können nach dem allgemeinen Zivilrecht von den Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern auch auf die Händler übertragen werden. Die Mitteilungen müssen, kumuliert für die drei verschiedenen Formen der Direktvermarktung, nach der Neufassung des § 47 Absatz 1 Nummer 1 von den Netzbetreibern an die Übertragungsnetzbetreiber übermittelt werden und sodann nach § 52 von den Übertragungsnetzbetreibern auf ihrer Transparenzplattform veröffentlicht werden, so dass jederzeit die Inanspruchnahme der verschiedenen Direktvermarktungswege auch im Internet für die Öffentlichkeit nachvollziehbar ist.

Nach Absatz 3 sind die Netzbetreiber verpflichtet, für die Wechselmitteilungen nach Absatz 2 bundesweit einheitliche und massengeschäftstaugliche Verfahren und Formate zur Verfügung zu stellen. Hierdurch soll ein möglichst effizienter Datenabgleich sichergestellt werden. Die Regelung orientiert sich an anderen energierechtlichen Regelungen, z.B. § 26 Absatz 2 GasNZV. Absatz 4 verpflichtet sodann die Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber zur Verwendung dieser nach Absatz 3 entwickelten Standardverfahren und Standardformate, sobald diese verfügbar sind.

Absatz 5 regelt die Verstöße gegen die Mitteilungspflicht. Die Einführung einer Sanktionsnorm für diese Pflichtverletzung wurde von den wissenschaftlichen Vorhaben zum EEG-Erfahrungsbericht empfohlen, weil anderenfalls ein Leerlaufen dieser Pflichten zu befürchten sei. Absatz 5 regelt die Rechtsfolgen, die eintreten, während sich Anlagenbetreiberinnen oder Anlagenbetreiber in der Direktvermarktung befinden, also die Fälle, in denen sie nach Absatz 1 Nummer 1 von der festen Einspeisevergütung in die Direktvermarktung wechseln oder in denen sie nach Absatz 1 Nummer 2 zwischen verschiedenen Formen der Direktvermarktung wechseln: Die Auswirkungen einer fehlerhaften Wechsel-Übermittlung sind bei einem Wechsel in die Marktprämie in § 33g Absatz 3 geregelt, und bei einem entsprechenden Wechsel in das Grünstromprivileg ist die Rechtsfolge in § 39 Absatz 2 geregelt.

Unbeschadet dessen ist die Rechtsfolge bei einem fehlerhaften Wechsel in die feste Einspeisevergütung im Abschnitt über die feste Einspeisevergütung geregelt, da sich die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber infolge des Wechsels im Regime der festen Einspeisevergütung befindet: Die Rechtsfolge bei Verstößen gegen Absatz 1 Nummer 3 in Verbindung mit Absatz 3 sind daher in § 17 Absatz 3 geregelt.

Zu § 33e EEG - neu -:

§ 33e entspricht inhaltlich § 17 Absatz 1 Satz 2 und 3 EEG 2009. Zusätzlich wird klargestellt, dass auch die Pflicht zur Andienung des gesamten Stroms nach § 16 Absatz 3 entfällt.

Nach § 33e Satz 2 wird der Zeitraum der Direktvermarktung auf die Vergütungsdauer nach § 21 Absatz 2 angerechnet. Das bedeutet, dass sich durch die Zeiträume der Direktvermarktung die gesetzliche Vergütungsdauer nicht verlängert.

Zu § 33f EEG - neu -:

§ 33f Absatz 1 führt § 17 Absatz 2 EEG 2009 fort und erstreckt die Regelung auch auf die Fälle, in denen Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber ihren Strom anteilig in verschiedene Formen der Direktvermarktung vermarkten (z.B. 75 Prozent des in der Anlage erzeugten Stroms in die Inanspruchnahme der Marktprämie als Direktvermarktung im Sinne des § 33b Nummer 1 und 25 Prozent in das Grünstromprivileg, § 33b Nummer 2). Im Übrigen ist Absatz 1 inhaltlich unverändert zu § 17 Absatz 2 EEG 2009. Möglich ist insoweit auch, dass Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber im Falle einer bereits bestehenden anteiligen Direktvermarktung lediglich die prozentualen Anteile verändern, ohne zugleich die Vermarktungsform zu wechseln. Nach Absatz 1 Nummer 1 ist aber auch in solchen Fällen eine Mitteilung nach § 33d Absatz 2 erforderlich.

Die Prozentwerte beziehen sich auf die jeweils messtechnisch erfassten viertelstündlichen Leistungsmittelwert der tatsächlichen Einspeisung und stellen mithin keine statistische Leistungsscheibe der Anlage dar. Die Nachweispflicht kann nur mit einer registrierenden Leistungsmessung, die eine jederzeitige Datenübertragung, also zu jeder Viertelstunde ermöglicht, erfüllt werden.

Absatz 2 stellt die Rechtsfolgen der anteiligen Direktvermarktung im Hinblick auf § 33e und den Vergütungsanspruch nach § 16 dar. Hierbei ist insbesondere zu berücksichtigen, dass der Prozentsatz, zu dem der Strom der festen Einspeisevergütung oder einer Direktvermarktungsform zugeordnet wird, Gegenstand der Mitteilung nach § 33d Absatz 2 ist und daher nur kalendermonatlich geändert werden kann; bei jeder Änderung des Prozentsatzes ist eine Wechselmitteilung vorzunehmen.

Liegt keine wirksame Wechselmitteilung nach Absatz 1 Nummer 1 vor oder werden die der Direktvermarktung sowie der Vergütung nach § 16 zugeordneten Prozentsätze nicht nach Absatz 1 Nummer 2 eingehalten, ordnet Absatz 3 Satz 1 eine Verringerung des Vergütungsanspruchs nach § 16 auf den tatsächlichen Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts nach Nummer 1.1 der Anlage 4 an. Nach Satz 2 gilt diese Verringerung bis zum Ablauf des dritten Kalendermonats, der auf die Beendigung eines solchen Verstoßes folgt. Diese gegenüber § 17 Absatz 2 verlängerte Sanktionsdauer greift insbesondere auch, soweit der Prozentsatz unterschritten wird, welcher der Vergütung nach § 16 zugeordnet wird. Insoweit geht Absatz 3 dem tatbestandlich ebenfalls einschlägigen § 17 Absatz 2 Nummer 3 als speziellere Regelung vor. Absatz 3 Satz 2 stellt klar, dass sich die Rechtsfolgen von Verstößen gegen Absatz 1 bezüglich der Marktprämie und des Grünstromprivilegs aus § 33g Absatz 3 und § 39 Absatz 2 ergeben.

Da § 33f ansonsten eine Sonderform der Direktvermarktung ist, finden auch die übrigen Bestimmungen des Abschnitts Anwendung, soweit sie nicht durch § 33f verdrängt werden.

Zu § 33g EEG - neu -:

§ 33g führt die Marktprämie ein. Hierdurch wird die entsprechende Empfehlung des EEG-Erfahrungsberichts umgesetzt. Die konkrete Ausgestaltung der Marktprämie geht auf eine Ausarbeitung des Fraunhofer ISI zurück. Zur näheren Begründung wird auf den EEG-Erfahrungsbericht und auf die Studie *Sensfuß/Ragwitz*, Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung – Bestimmung der Parameter des Modells der gleitenden Marktprämie, Karlsruhe, 16. Januar 2011, verwiesen.

Absatz 1 Satz 1 enthält die Anspruchsgrundlage für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber auf die Marktprämie. Der Anspruch richtet sich gegen den Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist oder in dessen Netz der Strom nach § 8 Absatz 2 weitergegeben wird.

Satz 2 stellt klar, dass die Marktprämie nur für tatsächlich eingespeisten Strom gewährt wird. Dies entspricht der seit langem anerkannten Voraussetzung auch der festen Einspeisevergütung nach § 16, wie dies auch durch § 16 Absatz 1 Satz 2 klargestellt wird. Der unterschiedliche Wortlaut zwischen § 16 Absatz 1 Satz 2 und § 33g Absatz 1 Satz 2 resultiert aus der unterschiedlichen Struktur der festen Einspeisevergütung mit seinem Abnahmevorrang und der Direktvermarktung. Die Klarstellung in § 33g verhindert, dass die Marktprämie auch auf Strom ausgezahlt wird, der nicht aus der Anlage der Anlagenbetreiberin oder des Anlagenbetreibers stammt. Dies kann insbesondere in den Zeiten relevant sein, in denen an der Börse die Strompreise niedriger sind als die Grenzkosten der Stromerzeugung in einer Erneuerbare-Energien-Anlage, so dass eine Anlagenbetreiberin oder ein Anlagenbetreiber die Anlage drosseln und die eingegangene Lieferverpflichtung durch börslich gehandelten (Grau-) Strom ersetzen könnte. Infolge dessen besteht kein Anspruch auf die Marktprämie, wenn der Strom nicht erzeugt worden ist. Sofern der Strom deshalb nicht erzeugt wurde, weil die Anlage nach § 11 im Zuge des Einspeisemanagements geregelt worden ist, besteht ebenfalls kein Anspruch auf die Marktprämie; hier jedoch besteht ein Anspruch auf Erstattung der entgangenen Einnahmen, also der Marktprämie, nach § 12.

Absatz 2 beschreibt die Berechnung der Marktprämie und verweist zur näheren Konkretisierung auf Anlage 4 zum EEG.

Absatz 3 stellt klar, dass die Marktprämie nur in Fällen einer zulässigen Direktvermarktung gewährt wird: Der Anspruch verringert sich daher, soweit Anlagenbetreiber gegen die Direktvermarktungspflichten des § 33c, § 33d oder § 33f verstoßen. Bei einem solchen Verstoß entfällt der Anspruch auf die Marktprämie. Eine Reduzierung auf den tatsächlichen Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts nach Nummer 1.1 der Anlage 4 zu diesem Gesetz („*MW^{cs}*“) wie in § 17 Absatz 2 oder 3 ist nicht erforderlich, weil dieser Strom bereits direkt vermarktet und daher ein Marktwert erzielt wird.

Absatz 4 erstreckt die Aufrechnungsanforderungen, die nach § 22 bei der festen Einspeisevergütung bestehen, auf die Zahlungen der Marktprämie.

Zu § 33h EEG - neu -:

§ 33h definiert den anzulegenden Wert. Er ist Grundlage für die Berechnung der Marktprämie nach Nummer 1 der Anlage 4 zum EEG. Er entspricht im Ausgangspunkt der Höhe der festen Einspeisevergütung, also der Vergütung nach § 16 nach Maßgabe der §§ 17 bis 33, also z.B. auch einschließlich aller Boni. Bei großen Biogasanlagen, bei denen ab dem Jahr 2014 die Marktprämie verpflichtend eingeführt wird und bei denen daher keine Vergütungssätze für die feste Einspeisevergütung mehr vorgesehen sind (§ 27 Absatz 3, § 27a Absatz 2), wird über den Ausschluss dieser Regelungen der anzulegende Wert über eine Fiktion der Vergütungssätze geregelt.

Zu § 33i EEG - neu -:

§ 33i führt eine optionale Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen ein. Hierdurch wird die entsprechende Empfehlung des EEG-Erfahrungsberichts umgesetzt. Die konkrete Ausgestaltung der optionalen Flexibilitätsprämie geht auf eine Ausarbeitung des Fraunhofer IWES zurück. Zur näheren Begründung wird auf den EEG-Erfahrungsbericht und auf die Studie *Holzhammer/Rohrig/Hochloff et al.*, Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan – Die Einführung einer Kapazitätskomponente als Förderinstrument, Kassel, 29. April 2011, verwiesen.

Absatz 1 enthält die Anspruchsgrundlage für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber auf die Flexibilitätsprämie. Der Anspruch richtet sich gegen den Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist oder in dessen Netz der Strom nach § 8 Absatz 2 weitergegeben wird. Die Prämie kann zusätzlich zur Marktprämie in Anspruch genommen werden. Des Weiteren regelt Absatz 1 die Anspruchsvoraussetzungen:

Nach Nummer 1 wird die Flexibilitätsprämie nur gewährt, wenn der in der Biogasanlage erzeugte Strom nach § 33b Nummer 1 direkt vermarktet wird, also die Marktprämie in Anspruch genommen wird. Eine akzessorische Koppelung an die Zahlung der Marktprämie besteht jedoch nicht: Voraussetzung ist nur eine Direktvermarktung in der Form des § 33b Nummer 1, so dass in Fällen, in denen ausnahmsweise die Marktprämie entfällt, also insbesondere in den Fällen des § 33g Absatz 3, die Flexibilitätsprämie dennoch gewährt wird, weil die Rechtsfolge des § 33g Absatz 3 bereits ausreichenden Sanktionscharakter hat.

Das Erfordernis nach Nummer 1 bedeutet, dass der gesamte in der Biogasanlage erzeugte Strom direkt vermarktet werden muss. Eine anteilige Direktvermarktung ist nicht zulässig; § 33i geht als speziellere Bestimmung dem § 33f vor. Außerdem muss die Direktvermarktung in die Marktprämie in dem gesamten Zeitraum, in dem die Prämie in Anspruch genommen wird, eingehalten werden, also für zehn Jahre (Absatz 4 Satz 1). Ein zwischenzeitlicher Ausstieg aus der Marktprämie nach § 33d Absatz 1 führt zu einem Entfallen des Anspruchs für die gesamte Zukunft.

Nummer 2 regelt als weitere Anspruchsvoraussetzung, dass die Bemessungsleistung im Sinne des § 3 Nummer 2a in dem jeweiligen Kalenderjahr, für das die Prämie in Anspruch genommen wird, mindestens das 0,2fache der installierten Leistung im Sinne des § 3 Nummer 6 beträgt. Damit wird eine Mindestauslastung der Anlage gewährleistet, um eine Förderung von nicht genutzter Kapazität auszuschließen. Hinsichtlich der Berechnung der Bemessungsleistung wird auf Num-

mer 1 der Anlage 5 verwiesen; hier sind Besonderheiten bei der Berechnung der Bemessungsleistung im ersten und letzten Jahr der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie zu berücksichtigen.

Die Nummern 3 und 4 legen als weitere Anspruchsvoraussetzungen fest, dass die Anlage in einem Anlagenregister angemeldet worden sein muss und dass eine Umweltgutachterin oder ein Umweltgutachter vorab die technische Eignung der Anlage für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung bescheinigt haben muss. Zum Nachweis der technischen Eignung der Anlage für den anspruchsbegründenden bedarfsorientierten Betrieb muss die Umweltgutachterin oder der Umweltgutachter bescheinigen, dass die Anlage einen flexiblen Betrieb durch Installierung zusätzlicher Leistungskapazität (P_{Zusatz}) grundsätzlich technisch ermöglicht, wobei die installierte zusätzliche Leistungskapazität entsprechend der Berechnungsformel nach Anlage 5 mindestens das 0,2-fache der installierten Leistung beträgt (berücksichtigungsfähig ist nach Anlage 5 im Höchstfall das 0,5-fache der installierten Leistung). Die technische Eignung der Anlage für einen bedarfsorientierten flexiblen Betrieb ist der Umweltgutachterin oder dem Umweltgutachter durch einen insgesamt dreitägigen Demonstrationsbetrieb unter Ausschöpfung des maximalen für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie durch die Anlage vorgesehenen Verlagerungspotenzials nachzuweisen.

Der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie entsteht erst, sobald diese Voraussetzungen erfüllt sind; Verspätungen führen daher nicht zu einem Wegfall der Flexibilitätsprämie, sondern zu einem späteren Beginn des Anspruchs auf die Prämie. Sofern z.B. ein Anlagenbetreiber zum 1. Januar eines Jahres in die Flexibilitätsprämie wechselt, die Bescheinigung des Umweltgutachters jedoch erst zum 31. Januar vorlegen kann, wird die Flexibilitätsprämie nur für den Strom ausgezahlt, der ab 1. Februar erzeugt wird. Die Höhe der Flexibilitätsprämie wird auf Basis des in Anlage 5 beschriebenen Berechnungsverfahrens für den jeweiligen Bezugszeitraum berechnet.

Absatz 2 beschreibt die Berechnung der Flexibilitätsprämie und verweist zur näheren Konkretisierung auf Anlage 5 zum EEG.

Die Absätze 3 und 4 regeln die Dauer und Mitteilungspflichten der Flexibilitätsprämie. Die Prämie wird für zehn Jahre gezahlt. Dieser Zeitraum beginnt am ersten Tag des übernächsten Kalendermonats, nachdem die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie dem Netzbetreiber mitgeteilt hat.

Absatz 5 erstreckt die Aufrechnungsanforderungen, die nach § 22 bei der festen Einspeisevergütung bestehen, auf die Zahlungen der Marktprämie.

Zu Nummer 20 (§§ 35 – 39):

Durch Nummer 20 werden die Vorschriften zum Ausgleichsmechanismus neu gefasst. Die Änderungen zeichnen zum einen die Änderungen durch das Inkrafttreten der Ausgleichsmechanismusverordnung zum 1. Januar 2010 im EEG nach; zum anderen enthalten die Neuregelungen insbesondere Anpassungen an die Einführung der Marktprämie nach § 33g EEG. Im Einzelnen:

Zu § 35 EEG:

Die Änderungen in § 35 dienen u.a. der Umsetzung der Marktprämie. Während Absatz 1 inhaltlich § 35 Absatz 1 EEG 2009 entspricht, erweitert § 35 Absatz 1a - neu - die finanzielle Ausgleichspflicht zwischen aufnehmendem Netzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber auch hinsichtlich der an Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber nach § 33g und § 33i zu zahlenden Prämien.

§ 35 Absatz 2 und 3 entwickeln § 35 Absatz 2 EEG 2009 fort: Da nach § 33c Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe b die vermiedenen Netzentgelte von den Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern nicht bei einer Direktvermarktung in die Marktprämie oder in das sogenannte Grünstromprivileg in Anspruch genommen werden dürfen, sind sie vielmehr – zur Vermeidung einer ungerechtfertigten Bereicherung des Verteilnetzbetreibers – an den Übertragungsnetzbetreiber auszukehren. Es bestehen also nach den Absätzen 1 und 1a Ausgleichspflichten vom Übertragungsnetzbetreiber an den Verteilnetzbetreiber und nach Absatz 2 vom Verteilnetzbetreiber an den Übertragungsnetzbetreiber; diese Ausgleichszahlungen sind zu saldieren (Absatz 3), so dass im Ergebnis nur eine Zahlung zugunsten eines Netzbetreibers erfolgt. Dies wird derzeit in aller Regel der Verteilnetzbetreiber sein. Ausnahmen können perspektivisch z.B. bei Netzen vorliegen, bei denen die ganz überwiegende Anzahl der angeschlossenen Anlagen in das Grünstromprivileg direkt vermarktet oder in denen die Summe der gezahlten Marktprämien niedriger als die Summe der vermiedenen Netzentgelte ist.

Durch den neuen Absatz 4 wird schließlich klargestellt, dass sowohl die Übertragungsnetzbetreiber von den aufnehmenden Netzbetreibern (Satz 1) als auch die aufnehmenden Netzbetreiber von den Anlagenbetreibern (Satz 3) überhöhte Vergütungszahlungen oder eine höhere als in den §§ 33g und 33i vorgesehene Prämie zurückfordern müssen. Werden hierdurch Einnahmen erzielt, sind diese nach Maßgabe des § 38 Nummer 1 bei den folgenden Abrechnungen zu berücksichtigen. Zur effizienten Abwicklung dieser Rückforderungsansprüche ist das Aufrechnungsverbot des § 22 Absatz 1 diesbezüglich nicht anwendbar (Satz 4). Um eine Rückabwicklung über längere Zeiträume zu vermeiden, verjährt der Rückforderungsanspruch in Abweichung von der Regelverjährung nach den §§ 195, 199 BGB mit Ablauf des 31. Dezembers des auf die Einspeisung folgenden Jahres (Satz 2). Satz 2, 2. Halbsatz stellt klar, dass mit Verjährung des Rückforderungsanspruchs auch die Pflicht zu dessen Geltendmachung nach Satz 1 erlischt.

Zu § 36 EEG:

Zu den Änderungen in den Absätzen 1 bis 3 wird auf die Vorbemerkung zu den §§ 35 – 39 verwiesen.

Darüber hinaus wird § 36 Absatz 4 EEG 2009 gestrichen, da die Vorschrift aufgrund des neuen Wälzungsmechanismus entfallen kann. Der Strom wird zukünftig nach § 37 Absatz 1 durch die Übertragungsnetzbetreiber an der Börse vermarktet und nicht mehr als Band an die Elektrizitätsversorgungsunternehmen weitergegeben.

Zu § 37

In § 37 werden Änderungen vorgenommen, um die durch die Ausgleichsmechanismusverordnung eingeführte neue Wälzung gesetzlich zu verankern.

Die Vermarktung des nach dem EEG geförderten und von den Verteilnetzbetreibern an die Übertragungsnetzbetreiber gelieferten Stroms obliegt im Rahmen der neuen Wälzung den Übertragungsnetzbetreibern. Diese haben den Strom diskriminierungsfrei und transparent zu vermarkten (Absatz 1). Vorgaben zur Vermarktung im Einzelnen können im Rahmen der Ausgleichsmechanismusverordnung bzw. der Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung gemacht werden. Dies betrifft insbesondere den Vermarktungsweg (börsliche Vermarktung, OTC), den Vermarktungszeitpunkt (Terminmarkt oder Spotmarkt) sowie die Vermarktungskonditionen (Preislimits u.ä.). Im Rahmen der Ausgleichsmechanismusverordnung kann auch ein anderer Akteur mit der Vermarktung des Stroms beauftragt werden. Im Gegenzug entfällt die in § 37 Absatz 1 EEG 2009 geregelte Abnahmepflicht der Elektrizitätsversorgungsunternehmen.

Absatz 2 regelt die Grundlagen für die Bestimmung der EEG-Umlage. Danach ist diese in Form einer Differenzkostenberechnung zwischen Vermarktungserlösen und Ausgaben für Vergütungen zu ermitteln. Die Differenz wird auf alle Elektrizitätsversorgungsunternehmen anteilig zu der von ihm an eine Letztverbraucherin oder einen Letztverbraucher gelieferten Strommenge in der Weise verteilt, dass jedes Unternehmen dieselben Kosten pro Kilowattstunde trägt. Da die genaue Strommenge die ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen im laufenden Jahr liefern wird, nicht im Vorhinein bekannt ist, haben die Elektrizitätsversorgungsunternehmen monatliche Abschlagszahlungen auf die tatsächlich fällige EEG-Umlage zu zahlen. Dies entspricht der Regelung des § 39 EEG 2009.

Der frühere Absatz 2, der die Bestimmung der Abnahmemenge enthielt, und der frühere Absatz 3, mit dem die Vergütungshöhe für die von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen abzunehmende Strommenge berechnet wurde, entfallen im Gegenzug.

Der bisherige Absatz 4 entfällt mit Blick auf die Regelung in § 3 Absatz 6 der Ausgleichsmechanismusverordnung. Der neue Absatz 3 entspricht im Wesentlichen dem Absatz 6 der bisher geltenden Fassung. Allerdings wird die Eigenerzeugung künftig nur dann von der EEG-Umlage befreit, wenn der Strom nicht über das öffentliche Netz geleitet wird, es sei denn der Strom wird durch den Betreiber oder Betreiberin einer Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht. Der Eigenverbrauch durch den Stromerzeuger wird ähnlich auch nach § 9 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a des Stromsteuergesetzes von der Stromsteuer befreit. Die Vorschrift im EEG ist in Übereinstimmung mit der Bestimmung aus dem Stromsteuergesetz auszulegen, soweit beide inhaltlich übereinstimmen. Der Begriff Netz ist in § 3 Nummer 7 EEG legaldefiniert und bezieht sich nur auf Netze der allgemeinen Versorgung. Lieferungen von Strom außerhalb des Netzes der allgemeinen Versorgung sind weiterhin nach Absatz 1 von der EEG-Umlage erfasst, es sei denn, es handelt sich um eine Eigenerzeugung, bei der dieselbe juristische Person den Strom erzeugt und ohne Nutzung eines Netzes der allgemeinen Versorgung verbraucht.

Zu § 38 EEG:

Die Neufassung des § 38 enthält zum einen Folgeänderungen zu dem neuen § 37. Zum anderen werden die Entscheidungen der Clearingstelle EEG in kontradiktorischen Verfahren in den Kreis der Entscheidungen aufgenommen, die eine nachträgliche Korrektur der EEG-Umlage ermöglichen. Hierdurch wird die vom EEG-Erfahrungsbericht empfohlene Besserstellung der Rechtswirkungen der Entscheidungen der Clearingstelle umgesetzt.

Zu § 39 EEG:

§ 39 führt das sogenannte Grünstromprivileg nach § 37 Absatz 1 Satz 2 EEG 2009 fort und modifiziert es in Umsetzung der Empfehlungen des EEG-Erfahrungsberichts.

Absatz 1 enthält die Voraussetzungen, die ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen erfüllen muss, um das Grünstromprivileg in Anspruch nehmen zu können.

Nach Nummer 1 setzt das Grünstromprivileg voraus, dass sich das Stromportfolio aus mindestens 50 Prozent Strom zusammensetzt, der nach dem EEG vergütungsfähig ist (siehe auch § 33c Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe a). Für diese Portfoliovorgabe können alle Formen (vergütungsfähiger) erneuerbarer Energien und Grubengas verwendet werden. Als Teilmenge hiervon schreibt Buchstabe b weiterhin vor, dass mindestens 30 Prozent des gesamten Portfolios aus fluktuierenden erneuerbaren Energien stammen müssen. Hierdurch wird sichergestellt, dass der besondere Mehrwert des Grünstromprivilegs die Marktintegration erneuerbarer Energien ist und sich dieser Mehrwert darin äußern muss, dass auch ein Mindestanteil fluktuierender erneuerbarer Energien in dem Portfolio enthalten sein muss, da sich diese deutlich schwieriger in das System integrieren lassen als die steuerbaren Energieträger wie Biomasse. Der gesamte Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien wird auf die 50 Prozent-Vorgabe angerechnet, so dass z.B. ein Stromhändler die Voraussetzungen erfüllt, wenn 30 Prozent seines Gesamtportfolios durch Windenergie und weitere 20 Prozent seines Gesamtportfolios durch Wasserkraft und Biomasse gedeckt werden.

Bezugspunkt der Mengenvorgaben ist die Strommenge, die die Händler an alle ihre Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher physisch liefern, und von diesen Mengen müssen im Monatsdurchschnitt die 50- und 30-Prozent-Anteile erreicht werden. Ein jederzeitiges Nachfahren der Lastkurve im 15 Minuten-Takt ist nicht erforderlich. Allerdings dürfen nie mehr als 100 Prozent des tatsächlichen Bedarfs der Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher bei der Berechnung in Ansatz gebracht werden. Dies folgt bereits bei der geltenden Rechtslage daraus, dass sich die Portfoliovorgaben nur auf die gelieferten Strommengen beziehen und nicht mehr als 100 Prozent Strom geliefert werden kann; dies soll nunmehr durch Nummer 1 letzter Halbsatz zur Vermeidung von Missbrauch deutlicher zum Ausdruck gebracht werden. Im Übrigen wird eine Rechtsverordnung zur Konkretisierung des Nachweises dieser Voraussetzungen eingeführt (§ 64f Nummer 5 Buchstabe b). Hierbei kann insbesondere zur besseren Überprüfbarkeit und zur Vermeidung von Missbrauch und auch daran angeknüpft werden, dass die gesamten Strommengen, die in das Grünstromprivileg direkt vermarktet werden, über einen eigenen Unterbilanzkreis bilanziert werden müssen (§ 33c Absatz 2 Nummer 4).

Nach Nummer 2 müssen die Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die das Grünstromprivileg in Anspruch nehmen wollen, dies bereits ihrem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber bis zum 30. September des jeweils vorangegangenen Kalenderjahres mitteilen. Hierdurch wird eine bessere Abschätzung der Mengen des Grünstromprivilegs bei der Festsetzung der EEG-Umlage jeweils zum 15. Oktober ermöglicht. Für das Jahr 2012 enthält § 66 Absatz 9 eine Übergangsvorschrift mit einem abweichenden Datum für das Vermarktungsjahr 2012; im Übrigen sind die Voraussetzungen nach § 39 bereits im Jahr 2012 vollständig einzuhalten.

Nach Nummer 3 müssen die Elektrizitätsversorgungsunternehmen schließlich ihrem Übertragungsnetzbetreiber das Vorliegen der Voraussetzungen nach Nummer 1 für ihren Bilanzkreis nach Maßgabe des § 50 nachweisen.

Absatz 2 Nummer 1 bestimmt, dass nur Strommengen berücksichtigt werden, die von den Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern in ordnungsgemäßer Weise direkt vermarktet worden sind. Bei Verstößen gegen die im Einzelnen benannten Pflichten dürfen die entsprechenden Strommengen nicht auf die Portfoliovorgaben nach Absatz 1 Nummer 1 angerechnet werden. Diese Rechtsfolge entspricht spiegelbildlich der Rechtsfolge fehlerhafter Direktvermarktungen bei der Marktprämie nach § 33g Absatz 3. Dasselbe gilt für Strom, der nicht direkt vermarktet wird. So wird etwa Strom, der aus solarer Strahlungsenergie erzeugt und nach § 33 Absatz 2 an Dritte zum Selbstverbrauch in unmittelbarer räumlicher Nähe veräußert wird, nicht auf das Portfolio angerechnet, weil dieser Strom nicht direkt vermarktet wird (§ 33a Absatz 2).

Nach Nummer 2 darf ferner nur Strom auf die Portfoliovorgaben angerechnet werden, wenn der Strom von seiner Einspeisung bis zur Lieferung an die Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher in Bilanz- oder Unterbilanzkreisen bilanziert wird, in denen ausschließlich Strom bilanziert wird, der in der Form des § 33b Nummer 2 direkt vermarktet worden ist.

Zu Nummer 21 (§§ 40 – 41 EEG):

Nummer 21 setzt die Empfehlungen des EEG-Erfahrungsberichts zur besonderen Ausgleichsregelung um.

Zu § 40 EEG:

Die Änderungen in Absatz 1 sind Folgeänderungen des neugestalteten Wälzungsmechanismus und der Änderungen in § 41. Zukünftig können nicht mehr die von den Stromversorgungsunternehmen abzunehmenden Strommengen begrenzt werden. Hier wird nunmehr die EEG-Umlage unmittelbar begrenzt. Infolge dessen ist § 40 Absatz 2 EEG 2009 überflüssig: Eine Begrenzung der abzunehmenden Strommengen ist nicht mehr erforderlich; die Begrenzung der EEG-Umlage wird bereits im Satz 1 des neuen § 40 geregelt. § 40 Absatz 2 EEG 2009 kann somit entfallen.

Zu § 41 EEG:

Die Bedingungen für die Begünstigung nach Absatz 1 unterteilen sich zukünftig in solche, die – wie bisher – für das letzte abgeschlossene Geschäftsjahr nachgewiesen werden müssen, und solche, die vor der Antragstellung erfüllt sein müssen.

Durch Nummer 1 werden die Anforderungen von § 41 Absatz 1 Nummer 1 bis 3 EEG 2009 inhaltlich übernommen. Dabei sinkt die Strombezugsgrenze in Nummer 1 Buchstabe a auf 1 Gigawattstunde. Hierzu im Einzelnen auch in der Begründung zu Absatz 3. Die Formulierung in Buchstabe c weicht als Folge der Überführung der Regelungen der Ausgleichsmechanismusverordnung in den Gesetzestext leicht von der Formulierung in § 41 Absatz 1 Nummer 3 EEG 2009 ab.

In Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe b wird die Anforderung des Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung etwas gelockert. Es muss nunmehr mindestens 14 und nicht mehr mindestens 15 Prozent betragen. Weiterhin wird zukünftig auf die von den Unternehmen zu tragenden Stromkosten abgestellt. Grundsätzlich sind Stromkosten nur solche, die durch einen Bezug von Strom von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen entstehen. Die Unternehmen der EEG-Ausgleichsregelung erhalten (zukünftig) die im Rahmen des Emissionshandels Stromkostenbeihilfen. Diese Entlastungen müssen bei der Berechnung der Stromintensität berücksichtigt werden.

Nach Nummer 2 muss das Zertifizierungserfordernis zukünftig nicht mehr für das letzte abgeschlossene Geschäftsjahr nachgewiesen werden. Es reicht vielmehr aus, wenn die Zertifizierung im Zeitpunkt der Antragstellung gültig ist. Hintergrund der Änderung sind zahlreiche gescheiterte Anträge, weil Unternehmen in dem Zeitpunkt, in dem sie feststellten, dass sie die Antragsvoraussetzungen im Übrigen erfüllen, die Zertifizierung wegen des Ablaufs des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahrs nicht mehr nachholen konnten. Auch wird für Unternehmen mit einem Stromverbrauch bis 10 Gigawattstunden eine Ausnahme für die Energieeffizienzanforderungen vorgesehen.

Die Änderungen in Absatz 2 folgen den Änderungen in Absatz 1 und sind redaktioneller Art.

In Absatz 2a wird die Definition des Begriffs neu gegründetes Unternehmen konkretisiert, um Rechtsklarheit zu schaffen. Wird ein Unternehmen auf Basis des Betriebsvermögens eines bestehenden Unternehmens gegründet, kann dieses unter Rückgriff auf die Daten dieses Unternehmens einen Antrag nach Absatz 1 stellen. Eine Antragstellung im Rahmen der Regeln für neu gegründete Unternehmen ist dagegen nicht möglich. Der Begriff der Umwandlung ist dabei weiter zu verstehen als nach dem Umwandlungsgesetz. Er umfasst sämtliche Änderungen bereits bestehender Konstruktionen, sei es durch Verkauf von Unternehmensteilen, Ausgliederungen oder Überlassung von Unternehmensteilen an Dritte u.ä.

Auch neu gegründete Unternehmen müssen den Nachweis der Erfüllung der Grenzwerte nach Absatz 1 Nummer 1 durch Vergangenheitsdaten auf der Basis zumindest eines Rumpfgeschäftsjahrs führen. Eine Begrenzung auf der Basis von Prognosedaten oder Hochrechnungen ist nicht zulässig.

In Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe b wird zukünftig auf die von den Unternehmen zu tragenden Stromkosten abgestellt. Grundsätzlich sind Stromkosten nur solche, die durch einen Bezug von Strom im Sinne von Strom von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen entstehen. Die Unternehmen der EEG-Ausgleichsregelung erhalten (zukünftig) die im Rahmen des Emissionshandels Stromkostenbeihilfen. Diese Entlastungen müssen bei der Berechnung der Stromintensität berücksichtigt werden.

Absatz 3 regelt die Begrenzung der EEG-Umlage im Einzelnen. Nach Nummer 1 kommt es zukünftig zu anteiligen Begrenzungen, so dass an der Grenze zur nächst höheren Begünstigungsstufe keine Schwellen mehr entstehen, weil die Sockelbelastung auch von den stärker begünstigten Unternehmen zu tragen ist.

In Absatz 4 wird die Definition „Abnahmestelle“ konkretisiert. Eine Abnahmestelle für die Abgabe elektrischer Energie an Letztverbraucher umfasst die räumlich zusammenhängenden elektrischen Anlagen eines Letztverbrauchers auf einem Betriebsgelände, die über einen oder mehrere Entnahmepunkte mit dem Stromnetz verbunden sind und in der Dispositionsbefugnis des Antragstellenden Unternehmens stehen. Dabei wird nicht auf die einzelne Kuppelstelle zwischen Netz und Betrieb abgestellt, sondern es hat vielmehr eine wertende Zusammenfassung aller auf einem Betriebsgelände vorhandenen Verbindungsstellen zu erfolgen. Hintergrund ist, dass sowohl den technischen Zwängen Rechnung zu tragen ist, etwa dem Bezug aus Netzen verschiedener Spannungsebenen, als auch Vorkehrungen zu treffen sind wie die Schaffung mehrerer Verbindungen, um in Revisionszeiten die Stromversorgung nicht zu gefährden. Jeder Entnahmepunkt wird eindeutig durch die Zählpunktbezeichnung bestimmt.

Die technischen elektrischen Einrichtungen müssen sich darüber hinaus räumlich zusammenhängend auf einem abgegrenzten und in sich geschlossenen Betriebsgelände befinden. So liegen unterschiedliche Abnahmestellen bereits vor, wenn auf einem Betriebsgelände mehrere hinsichtlich der Stromversorgung unabhängige und räumlich voneinander getrennte Bereiche bestehen. Sofern ein Unternehmen über verschiedene Betriebsgelände verfügt, können deren Strombezüge nicht als an einer Abnahmestelle bezogen addiert werden.

Der räumliche Zusammenhang auf einem abgegrenzten und in sich geschlossenen Betriebsgelände ist unter Umständen noch gewahrt, wenn das Betriebsgelände durch eine öffentliche Straße in zwei Teile getrennt wird, jedoch die vorhandenen Anlagen auf beiden Seiten der Straße einen sinnvollen Zusammenhang ergeben und die technischen elektrischen Anlagen physikalisch miteinander verbunden sind. Dabei ist insbesondere für den räumlichen Zusammenhang auf die Einheitlichkeit des Betriebszwecks abzustellen, an den hohe Anforderungen gestellt werden müssen. So ist ein einheitlicher Betriebszweck nicht mehr gegeben, wenn auf den durch eine öffentliche Straße getrennten Betriebsgeländen eine Produktion jeweils unterschiedlicher Produktionsstufen oder unterschiedlicher Produkte erfolgt. Eine Addition aller oder eines Teils der über das Bundesgebiet, eines Bundeslandes oder einer Stadt verstreuten Abnahmestellen eines Unternehmens ist nicht möglich. Der räumliche Zusammenhang ist in der Regel auch nicht mehr gegeben, wenn verschiedene Betriebsgelände durch Flächen oder Grundstücke getrennt werden, die nicht mehr lediglich öffentlichen Verkehrszwecken dienen, sondern eine andere Nutzung (zum Beispiel Wäl-

der, Felder, Wohnbebauung, Hafenanlagen, Flugplatz, öffentliche Einrichtungen und andere Gewerbebetriebe) aufweisen. Insbesondere funktionelle und historische Gründe sind für die Entscheidung, ob eine Abnahmestelle im Sinne des Absatzes 4 vorliegt, unerheblich.

Absatz 5 präzisiert die Regelungen zu selbständigen Unternehmensteilen. Ein solcher selbständiger Unternehmensteil kann nicht selbst eine eigene Rechtspersönlichkeit haben, da sonst bereits ein eigenständiges Unternehmen vorliegen würde. Als „selbständig“ kann nur ein Teil eines Unternehmens gelten, der in der Lage ist, rechtlich wie tatsächlich ein eigenes Unternehmen zu bilden. Eine rechtliche Verselbständigung muss ohne wesentliche Umstrukturierungen möglich sein. Der selbständige Unternehmensteil muss insofern eine ausgeprägte, insbesondere auch wirtschaftliche Selbständigkeit in einem Rechtsträger haben. Für die Anforderungen an einen selbständigen Teil des Unternehmens bedeutet dies, dass der „Teil“ des Unternehmens sich mit einem „idealtypischen“ rechtlich selbständigen Unternehmen vergleichen lassen muss, das in internationaler Konkurrenz steht. Als selbständiger Teil eines Unternehmens gelten Einrichtungen, die sich aus der wirtschaftlichen Gesamtbetätigung des Unternehmens wesentlich herausheben und das Bild eines selbständig agierenden Unternehmens des produzierenden Gewerbes bieten. Es muss sich demzufolge um eine organisatorische Einheit handeln, die sowohl zu unternehmerischen als auch planerischen Entscheidungen in der Lage ist.

Ein selbständiger Unternehmensteil ist die Gesamtheit der in einem Teil des Unternehmens vorhandenen aktiven und passiven Wirtschaftsgüter, die sich auch in organisatorischer Hinsicht wie ein selbständiges Unternehmen darstellen. Es handelt sich insofern um eine aus eigenen Mitteln funktionsfähige Einheit mit klar definierten Schnittstellen zu anderen Teilen des Gesamtunternehmens. Maßgebend dafür ist, ob die Wirtschaftsgüter ein hinreichendes Ganzes bilden, um die nachhaltige Ausübung einer betrieblichen Tätigkeit zu ermöglichen. Dabei werden die Begleitumstände einer Gesamtbewertung unterzogen, bei der insbesondere die Art der Vermögensgegenstände und der Grad der Ähnlichkeit und Zusammengehörigkeit im Lichte der gewerblichen Tätigkeit zu berücksichtigen sind.

Der selbständige Unternehmensteil muss sich des Weiteren im Zeitablauf als funktionsfähig erwiesen haben, und es muss eine Perspektive (Fortführung der betrieblichen Tätigkeit) vorhanden sein. Die funktionsfähige Einheit der Wirtschaftsgüter muss sich von ihrer Art nach von der übrigen betrieblichen Betätigung des Gesamtunternehmens abheben und unterscheiden.

Durch Unternehmensorganisation künstlich geschaffene selbständige Unternehmensteile, die lediglich zur Ausschöpfung der Möglichkeiten der besonderen Ausgleichsregelung geschaffen werden, sollen nicht in den Genuss der Begünstigung kommen. Demnach stellen Teile eines Unternehmens, die lediglich Bestandteil eines Produktionsprozesses oder einer Produktionskette sind, keine selbständigen Unternehmensteile dar, wenn nicht weitere, wesentliche betriebliche Funktionsbereiche dazugehören. Unternehmensteile, die aus einer Fusion oder einer Ausgliederung und anschließendem Verkauf entstanden sind, können hingegen in den Anwendungsbereich der besonderen Ausgleichsregelung fallen. So besteht eine gewisse Vermutung, dass ein erworbener und unter Verlust der rechtlichen Eigenständigkeit in ein anderes Unternehmen eingegliedertes Teil

die Voraussetzungen erfüllt, wenn die Organisationsstrukturen im Wesentlichen erhalten geblieben sind.

Entscheidend für das Vorliegen eines selbständigen Unternehmensteils ist das Gesamtbild der Verhältnisse. Es hat eine Gesamtwürdigung des Einzelfalles zu erfolgen.

Der selbständige Unternehmensteil muss in seiner tatsächlichen Organisation das „Bild eines selbständig agierenden Unternehmens“ darstellen. Dies ist insbesondere der Fall, wenn die wesentlichen Funktionen eines Unternehmens wie Beschaffung, Produktion, Absatz, Verwaltung, Organisation und Leitung auch beim selbständigen Unternehmensteil vorhanden sind.

Die Antragsbefugnis für selbständige Unternehmensteile setzt die gleichen Nachweise voraus wie bei einem Unternehmen, das einen Antrag stellt. Die Nachweise müssen sich auf den selbständigen Unternehmensteil beziehen. Deshalb muss auch für den selbständigen Unternehmensteil ein Jahresabschluss erstellt werden, der sich an dem handelsrechtlichen Jahresabschluss orientiert und die Grundlage für die Erstellung der Bruttowertschöpfungsrechnung bildet. Dabei darf der Unternehmensteil nicht besser gestellt sein als ein Unternehmen, das einen Antrag stellt. Insbesondere dürfen nur Vorleistungen in Ansatz gebracht werden, die von Dritten erbracht werden.

Zu Nummer 22 (§ 42 EEG):

Nummer 22 ist eine redaktionelle Folgeänderung. Durch die Änderungen in § 41 kann in § 42 zukünftig nicht mehr auf § 41 verwiesen werden. Hier wird zukünftig ein eigener Begrenzungstatbestand geschaffen. Die inhaltlichen Anforderungen werden gegenüber dem geltenden Recht nicht geändert.

Zu Nummer 23 (§ 43 EEG):

Die Änderung in Absatz 1 Satz 1 dient der redaktionellen Klarstellung, dass hier eine materielle Ausschlussfrist gemeint ist, bei der eine Wiedereinsetzung in den vorigen Stand nicht möglich ist. Die Änderung in Satz 4 ist eine redaktionelle Folgeänderung,

Die Änderungen in Absatz 3 sind Folgen des neugestalteten Wälzungsmechanismus. Der Übertragungsnetzbetreiber hat nur noch einen Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage, insofern kann auch nur dieser begrenzt werden.

Zu Nummer 24 (§ 45 EEG):

Nummer 24 ist eine redaktionelle Folgeänderung zur Neufassung der Verordnungsermächtigungen in den §§ 64 ff. Durch die neue Verordnungsermächtigung nach § 64e Nummer 6 Buchstabe a wird eine differenziertere Regelungen ermöglicht, die spezifischer auf die jeweilige Ausgestaltung des Anlagenregisters reagieren kann.

Zu Nummer 25 (§ 46 EEG):

Nummer 25 ist eine redaktionelle Folgeänderung zur Definition „installierte Leistung“ in § 3 und zur Neufassung der Biomassevergütung in § 27: In § 46 Nummer 2 werden die Mitteilungspflichten für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber angepasst: Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber sind nunmehr zur Mitteilung von Angaben zu den nach § 27 Absatz 4 und 5 geforderten Vergütungsvoraussetzungen sowie zu der nach §§ 27, 27a und 27b für die Vergütung entscheidenden Art und Menge der Einsatzstoffe verpflichtet; als Nachweis über die Art und Menge der Einsatzstoffe dient das zu führende Einsatzstoff-Tagebuch.

Zu Nummer 26 (§ 47 EEG):

Nummer 26 ist eine redaktionelle Folgeänderung zur Einführung der Marktprämie. Die von den Netzbetreiber mitzuteilenden Daten sind für die Abwicklung und Berechnung der Marktprämie durch die Übertragungsnetzbetreiber von entscheidender Bedeutung, da anderenfalls der energieträgerspezifische Referenzmarktwert nach Nummer 2 der Anlage 4 zum EEG nicht durch diese berechnet werden könnte. Diese Daten sind daher ebenfalls unverzüglich zu übermitteln. Dies betrifft insbesondere auch die Wechsel-Mitteilungen nach § 33d: Da Wechsel in die oder innerhalb der Direktvermarktung jeweils bis zum Ende eines Kalendermonats mit Wirkung für den übernächsten Kalendermonat von den Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern an ihre Netzbetreiber mitgeteilt werden müssen, ist hier eine unverzügliche Datenweitergabe an die Übertragungsnetzbetreiber erforderlich, damit die sich auf die entsprechenden Strommengen-Änderungen im Rahmen der bundesweiten Vermarktung einstellen können. Eine unverzügliche Weitergabe ist in Anbetracht der massengeschäftstauglichen Verfahren nach § 33d Absatz 3 möglich und so auszulegen, dass die Wechsel spätestens bis zum 5. Werktag eines Monats für den jeweils folgenden Monat an die Übertragungsnetzbetreiber mitgeteilt werden müssen.

Zu Nummer 27 (§ 48 EEG):

Nummer 27 enthält weitere Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten für die Übertragungsnetzbetreiber, die für eine unbürokratische und effiziente Abwicklung des gesamten bundesweiten Ausgleichssystems des EEG erforderlich sind.

Nach Absatz 2 entfällt zukünftig die Pflicht der Netzbetreiber, den Elektrizitätsversorgungsunternehmen, für die sie regelverantwortlich sind, unverzüglich, nachdem sie verfügbar sind, die auf der Grundlage der tatsächlich geleisteten Vergütungszahlungen abzunehmenden und nach § 37 Absatz 3 zu vergütenden Energiemengen mitzuteilen. Dies ist Folge des neuen Ausgleichsmechanismus. Diese werden weiterhin in § 7 AusglMechV geregelt.

In Absatz 3 wird insbesondere die Veröffentlichung der Parameter der Marktprämie nach § 33g vorgeschrieben. Die Details werden in Nummer 3 der Anlage 4 zum EEG geregelt.

Zu Nummer 28 (§ 50 EEG):

Die Einfügung der Wirtschafts- sowie Buchprüfungsgesellschaften in Satz 1 dient der Klarstellung.

Die Änderung in § 50 EEG stellt klar, dass die Wirtschaftsprüfer bei ihren Bescheinigungen insbesondere die höchstrichterliche Rechtsprechung sowie Entscheidungen der Clearingstelle berücksichtigen müssen. Dies entspricht der derzeitigen Praxis, da – wie der Hauptfachausschuss des Instituts der Wirtschaftsprüfer in Deutschland am 9. September 2009 mit dem Prüfungsstandard „Prüfungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ (IDW PS 970) beschlossen hat – die mit dem EEG befassten Wirtschaftsprüfer diese Entscheidungen ihrer Arbeit schon heute zugrunde legen müssen. Die ausdrückliche Verankerung dieser Praxis im EEG ist eine Folgeänderung zu der neu aufgenommenen Aufzählung der Rechtswirkungen der Clearingstelle in § 57 Absatz 2 - neu -.

Satz 3 erklärt die Bestimmungen zur Unabhängigkeit des Prüfers (§§ 319 Abs. 2 bis 4, 319b Abs. 1 HGB), zu seinem Auskunftsrecht gegenüber dem Geprüften (§ 320 Abs. 2 HGB) sowie zur seiner Haftung (§ 323 Abs. 2 Satz 1, 3 und Abs. 4 HGB) entsprechend anwendbar auf die Prüfungen im EEG.

Zu Nummer 29 (§ 51 EEG):

Nummer 29 enthält überwiegend Folgeänderungen. Die Änderung in Absatz 1 ist eine Folge insbesondere der Abschaffung der Differenzkostenberechnung durch die EEG-Umlage nach § 53 bei der neuen Wälzung. Absatz 2 kann infolge der Einführung des Teils 3a aufgehoben werden; hierzu ist die Änderung in Absatz 3 eine Folgeänderung. Außerdem wird Absatz 3, der bereits für den Erfahrungsbericht nach § 65 gilt, auch auf den zusätzlichen Evaluierungsbericht nach § 65a erstreckt.

Zu Nummer 30 (§ 52 EEG):

Nummer 30 begründet im Zuge der gesetzlichen Verankerung des neuen Wälzungsmechanismus die Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber zur Veröffentlichung der nach § 35 Absatz 1 vergüteten und nach § 37 Absatz 1 vermarkteten Strommengen. Die Konkretisierung dieser Veröffentlichungspflicht erfolgt in der Ausgleichsmechanismusverordnung.

Zu Nummer 31 (Überschrift Teil 5 Abschnitt 2 EEG):

Die Überschrift von Abschnitt 2 wird in Folge der Änderungen in §§ 53 und 54 neu gefasst.

Zu Nummer 32 (§ 53 EEG):

Die bisherige Differenzkostenberechnung wird abgeschafft. Stattdessen können die Elektrizitätsversorgungsunternehmen zukünftig die von ihnen gezahlte EEG-Umlage ausweisen. Infolge des-

sen wird die Anzeige der EEG-Umlage in § 53 geregelt. Die Vorschriften zur Berechnung der Differenzkosten im alten § 54 EEG fallen dementsprechend weg.

Zu Nummer 33 (§ 54 EEG):

Die Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG ließ bisher nur die Ausweisung von tatsächlich physikalisch geliefertem Strom zu. Die Änderung des EEG-Ausgleichsmechanismus von einer physikalischen hin zu einer reinen finanziellen Wälzung der EEG-Kosten hat daher dazu geführt, dass die „grüne“ Eigenschaft des nach dem EEG vergüteten Stroms bei der Stromkennzeichnung verloren geht. Denn den Letztverbraucherinnen und Letztverbrauchern, die den Strom aus erneuerbaren Energien über die EEG-Umlage finanzieren, wird dieser Strom physikalisch nicht mehr geliefert und kann daher nicht mehr, wie bisher, diesen gegenüber im Rahmen der Stromkennzeichnung ausgewiesen werden; die seit der Änderung des Ausgleichsmechanismus an der Strombörse verkaufte EEG-Strommenge kann nur als Strom aus „unbekannter Herkunft“ verkauft werden.

Durch die Einfügung des § 54 wird die Möglichkeit geschaffen, dass auch nach EEG vergüteter Strom künftig wieder als Strom aus erneuerbaren Energien im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG gekennzeichnet werden kann. Zur Erhaltung der „grünen Eigenschaft“ erfolgt die Ausweisung des EEG-Stroms in der Rechnung der EVU an die Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher entsprechend der gezahlten EEG-Umlage.

Die Berechnung des auszuweisenden EEG-Anteils richtet sich daher danach, wie viel EEG-Umlage das jeweilige Elektrizitätsunternehmen für die an seine Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher gelieferte Strommenge gezahlt hat. Je nach dem, ob das Elektrizitätsunternehmen viele nach §§ 40 bis 43 des Erneuerbaren-Energien-Gesetz privilegierte Unternehmen beliefert, unterscheidet sich daher der jeweils auszuweisende Anteil.

Der EEG-Strom, der über die neue eingeführte Marktprämie gefördert wird, wird dabei ebenfalls allen Letztverbrauchern anteilig gegenüber entsprechend der EEG-Umlage ausgewiesen. Denn die Höhe der Marktprämie ist so gewählt, dass ein wirtschaftlicher Betrieb grundsätzlich möglich ist. Die finanziellen Kosten der Marktprämie tragen aber über die EEG-Umlage alle Letztverbraucher, daher ist dieser Strom ebenfalls in die Berechnung nach § 54 einzubeziehen.

Dadurch können die Direktvermarkter den Strom, der über die Marktprämie gefördert wird, nicht mehr als „Grünstrom“ vermarkten, da dies sonst zu einer Doppelausweisung der „Grünstromeigenschaft“ führen würde. Dieser Ausschluss dient zugleich dem Ziel, Verzerrungen auf dem Grünstrommarkt zu verhindern, denn ansonsten würde der über die Marktprämie bereits ausreichend geförderte Grünstrom mit anderen, nicht geförderten Grünstrom auf dem Grünstrommarkt konkurrieren. Diese Wettbewerbsverzerrung wäre auch europarechtlichen Gründen problematisch.

Absatz 1 verpflichtet die Energieversorgungsunternehmen, im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG den Anteil an EEG-Strom, den die Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher über ihre EEG-Umlage finanzieren, anteilig in ihren Rechnungen entsprechend auszuweisen. Dieser Anteil muss unabhängig und getrennt vom sonstigen Strom aus erneuerbaren Energien nach

§ 42 EnWG explizit als Anteil aus „Erneuerbaren Energien, gefördert nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz“, ausgewiesen werden, um die notwendige Transparenz zu schaffen.

Absatz 2 legt die Berechnung des nach Absatz 1 von den Energieversorgungsunternehmen jeweils anzugebenden Anteils an EEG-Strom fest. Die Berechnung orientiert sich an der tatsächlich vom jeweiligen Elektrizitätsunternehmen für die an seine Letztverbraucher gelieferte Strommenge zu zahlende EEG-Umlage.

Absatz 3 legt die Berechnung des EEG-Quotienten fest, anhand dessen die Stromkennzeichnung der Energieversorger zu berechnen ist. Dieser ist der Quotient aus der gesamten Strommenge, die nach § 16 EEG oder nach § 33b Nummer 1 EEG gefördert wurde geteilt durch die gesamten durch die Übertragungsnetzbetreiber erhaltenen Einnahmen aus der EEG-Umlage für die von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen im vergangenen Kalenderjahr gelieferten Strommengen an Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, diesen EEG-Quotienten bis zum 30. September 2011 und im Jahr 2012 und den Folgejahren bis zum 31. Juli auf ihren Internetseiten zu veröffentlichen. Hintergrund dieser zeitlichen Staffelung ist, dass die EEG-Novelle erst im Jahr 2011 verabschiedet wird und bezüglich § 54 eine besondere Inkrafttretensregelung in § 67 mit aufgenommen worden ist.

Absatz 4 regelt die Berechnung der übrigen nach § 42 Absatz 1 Nummer 1 EnWG auszuweisenden Energieträger, die entsprechend dem nach Absatz 1 und 2 auszuweisenden EEG geförderten Anteil zu reduzieren sind. Hierfür ist die Differenz zwischen 100 und dem nach Absatz 1 auszuweisenden Prozentsatz für den Strom aus erneuerbaren Energien zu bilden und anschließend jeweils mit dem Prozentsatz der nach § 42 Absatz 1 Nummer 1 EnWG anzugebenden Energieträger (mit Ausnahme des Anteils für Strom aus „Erneuerbare Energien, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“) zu multiplizieren.

Absatz 5 schafft Transparenz, indem den nach §§ 40 bis 43 EEG privilegierten Unternehmen eine spezifischer Energieträgermix ausgewiesen wird, der ihrer tatsächlich gezahlten EEG-Umlage entspricht. Denn in dem nach Absatz 5 auszuweisenden spezifischen Energieträgermix orientiert sich die Ausweisung an der tatsächlich gezahlten EEG-Umlage. Nach §§ 40 bis 43 EEG privilegierte Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher, die eine geringere EEG-Umlage gezahlt haben, erhalten damit auch eine geringere EEG-Strommenge im Rahmen des Energieträgermix nach Absatz 5 ausgewiesen. Alle übrigen nicht privilegierten Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher erhalten hingegen prozentual gleich viel EEG-Strom ausgewiesen.

Zu Nummer 34 (§ 55 EEG):

§ 55 entspricht grundsätzlich § 55 in der Fassung des „Europarechtsanpassungsgesetzes Erneuerbare Energien“ (EEG 2011).

Die Änderungen gegenüber dem EEG 2011 sind die jeweils neu eingeführten Sätze 2 in Absatz 1 und Absatz 3, die Änderungen im bisherigen Satz 2 (neue Satz 3) und die Neufassung des Absatzes 2. Absatz 1 Satz 2 spiegelt § 33c Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe b und stellt klar, dass ein

Herkunftsnachweis nicht für Strom ausgestellt werden darf, der in die Marktprämie direkt vermarktet wird. Es wird insofern auf die Begründung zu § 33c verwiesen.

Der bisherige Satz 2 wird Satz 3 und aus Klarstellungsgründen umformuliert, so dass die Entwertung einer Herkunftsnachweis auch ohne Antrag erfolgen kann, denn diese Nachweise müssen aufgrund der Vorgaben der Richtlinie 2009/28/EG zwölf Monate nach der Erzeugung des Stroms automatisch entwertet werden.

Die Änderung in § 55 Absatz 2 zielt darauf ab, dass die Möglichkeit offen gehalten bleiben soll auch Herkunftsnachweis aus nicht EU- und nicht EWR-Staaten anerkennen zu können. Diese Staaten (u.a. die Schweiz) sind teilweise in den europäischen Strommarkt integriert und nehmen teilweise derzeit auch am Handel mit Nachweiszertifikaten für Strom aus Erneuerbaren Energien teil. Ob diese Herkunftsnachweise tatsächlich künftig anerkannt werden, soll im Rahmen der Herkunftsnachweisverordnung oder im Rahmen der Durchführungsverordnung zur Herkunftsnachweisverordnung nach § 64d entschieden werden. Eine Pflicht zur Anerkennung ist im Gegensatz zu Herkunftsnachweisen aus EU- und EWR-Staaten nicht in der Richtlinie 2009/28/EG geregelt.

Absatz 2 Satz 3 stellt darüber hinaus klar, dass der ausländische Strom ebenfalls nur als Strom anerkannt wird, der nach § 33b Nummer 3 (in sonstiger Weise) direkt vermarktet worden ist. Hierdurch wird sichergestellt, dass dieser Strom z.B. nicht beim Grünstromprivileg auf die Stromquote des § 37a Absatz 1 angerechnet werden kann.

Um den Handel mit Herkunftsnachweisen für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber und kleine Stromhändler zu ermöglichen bzw. zu erleichtern, werden Herkunftsnachweise nach dem neuen § 55 Absatz 5 grundsätzlich von der Aufsicht der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht nach dem Kreditwesengesetz ausgenommen.

Herkunftsnachweise werden zwar für eine bestimmte Menge von Strom aus erneuerbaren Energien ausgestellt. Sie können aber je nach Ausgestaltung des Herkunftsnachweissystems grundsätzlich unabhängig von der zugrundeliegenden Strommenge übertragen und daher auch entkoppelt gehandelt werden. Dies gilt insbesondere für Herkunftsnachweise, die nach § 55 Absatz 2 im Ausland ausgestellt und nach den Vorgaben der Richtlinie 2009/28/EG anerkannt werden müssen. Diese Herkunftsnachweise sind in der Regel nicht an eine bestimmte Strommenge gekoppelt. Die Herkunftsnachweise belegen in diesen Fällen nur, dass eine bestimmte Strommenge aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde, nicht aber, dass die physikalisch gelieferte Strommenge aus erneuerbaren Energien stammt.

Durch den Erwerb eines „entkoppelten“ Herkunftsnachweises ist es daher möglich, Strom aus konventionellen Kraftwerken zu Ökostrom „umzudeklarieren“. Hierdurch besitzen Herkunftsnachweise einen eigenen Mehrwert, der eigenständig kommerzialisiert werden kann. In Anbetracht dessen können Herkunftsnachweise als „Wertpapiere“ im Sinne des § 1 Abs. 11 KWG bzw. im Sinne des § 2 Abs. 1 WpHG angesehen werden.

Hierdurch unterfallen Herkunftsnachweise den regulierenden Bestimmungen dieser Gesetze. Damit sind neben erheblichen Transaktionskosten und auch die hohen Zulassungsanforderungen des Kreditwesengesetzes verbunden. So dürfte der Handel nur nach dem Wertpapierhandelsgesetz

zugelassenen Unternehmen vorgenommen werden. Die hohen Zulassungsanforderungen nach dem Wertpapierhandelsgesetz sind aber für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber und von kleinen Stromhändlern kaum zu erfüllen. Der Handel mit Herkunftsnachweisen würde daher in erheblichem Maße erschwert und teilweise sogar unmöglich gemacht.

Deswegen wird durch Absatz 5 (wie auch die Berechtigungen beim Treibhausgasemissionshandel nach § 15 TEHG) sowohl der Eigenhandel mit Herkunftsnachweisen als auch die Vermittlung solcher Kaufgeschäfte aufsichtsfrei gestellt. Dies erleichtert es insbesondere kleineren Anlagenbetreibern, die Verwaltung von Herkunftsnachweisen Dritten zu übertragen und auch selbst am Handel teilzunehmen. Der Handel mit Herkunftsnachweisen kann dadurch parallel zum Handel mit dem Strom selbst verlaufen und unterliegt keinen weiteren zusätzlichen Einschränkungen.

Sollte es allerdings beim Handel mit Herkunftsnachweisen künftig zu Fehlentwicklungen und Missbrauch kommen und sich so diese Freistellung künftig als nicht sachgerecht erweisen, kann dies im Rahmen der auf § 64d gestützten Herkunftsnachweisverordnung geändert und die Herkunftsnachweise der Finanzaufsicht unterworfen werden.

Zu Nummer 35 (§ 56 EEG):

Nummer 35 entwickelt das Doppelvermarktungsverbot weiter.

In Absatz 1 wird Satz 2 angefügt, der die Bedeutung des Doppelvermarktungsverbots im Rahmen der Direktvermarktung klarstellt. Der neue Satz 3 stellt klar, dass die Vermarktung als Regelenergie nicht gegen das Doppelvermarktungsverbot des § 56 Absatz 1 verstößt. Nach den Neuregelungen des § 16 Absatz 4 Satz 2 ist die Vermarktung als Regelenergie nur zulässig, soweit die Anlage sich in der Direktvermarktung befindet. Insoweit erhalten Anlagenbetreiberinnen oder Anlagenbetreiber keine feste Einspeisevergütung. Eine Beschränkung der zulässigen Entgelte durch Ausschluss der Vermarktung als Regelenergie ist daher nicht gerechtfertigt.

Nach Absatz 2 darf für den direkt vermarkteten Strom kein Herkunftsnachweis nach § 55 weitergegeben werden, wenn für diesen Strom eine Marktprämie in Anspruch genommen worden ist. Sollten Herkunftsnachweise verwendet werden, verliert der Anlagenbetreiber den Anspruch auf die Marktprämie. Hierdurch wird ausgeschlossen, dass direkt vermarkteter Strom im Rahmen der Marktprämie als Grünstrom gekennzeichnet werden kann. Dies ist erforderlich aus Gründen des Verbraucherschutzes, weil in diesen Fällen der „Grünstrom“ über das EEG gefördert und daher durch alle Stromverbraucher über die EEG-Umlage finanziert wird, so dass auch der Vorteil, also die Ausweisung des Stroms als Grünstrom, auch allen Verbrauchern zu Gute kommen soll und nicht ausschließlich dem Kreise der Direktvermarkter bzw. ihrer Kunden.

Absatz 4 regelt die Sanktionen bei Verstößen gegen das Doppelvermarktungsverbot. Aufgrund des Sanktionscharakters entfallen für die Dauer des Verstoßes und sechs Folgemonate alle Förderansprüche nach dem EEG, also die feste Einspeisevergütung, soweit sie über den Marktwert hinausgeht, die Marktprämie und die Anrechenbarkeit auf die Portfoliovorgaben des Grünstromprivilegs.

Zu Nummer 36 (§ 57 EEG):

Durch Nummer 36 wird die Rechtsgrundlage der Clearingstelle EEG erweitert und gegenüber § 57 EEG 2009 deutlich konkreter gefasst. Hierdurch wird eine Handlungsempfehlung des EEG-Erfahrungsberichts umgesetzt. Die Neuregelung zeichnet dabei vielfach die sich in der Praxis herauskristallisierten und bewährten Grundzüge der bestehenden Clearingstelle nach, insbesondere zu den Verfahrensarten und der Arbeitsweise. Zugleich wird deutlicher zum Ausdruck gebracht, dass die Clearingstelle eine privatrechtliche Einrichtung ist, die das EEG im Verhältnis zwischen Anlagenbetreibern und Netzbetreibern auslegen kann, hierbei jedoch über kein privatrechtsgestaltende Kompetenz verfügt.

Zu § 57 Absatz 1 EEG:

Das Bundesumweltministerium hat im Jahr 2007 eine Clearingstelle zum EEG eingerichtet. Sie erfährt eine hohe Akzeptanz bei den Wirtschaftsbeteiligten. Der EEG-Erfahrungsbericht empfiehlt daher ihre Fortführung. Zu diesem Zweck regelt Absatz 1, dass auch künftig eine Clearingstelle betrieben wird. Der Betrieb erfolgt im Auftrag des Bundesumweltministeriums durch eine juristische Person des Privatrechts.

Zu § 57 Absatz 2 EEG:

Absatz 2 regelt die allgemeinen Voraussetzungen für die Wahrnehmung von Aufgaben durch die Clearingstelle sowie die Rechtsfolgen. Die besonderen Vorschriften für die verschiedenen Aufgaben werden in den Folgeabsätzen geregelt.

Nach Satz 1 ist die Hauptaufgabe der Clearingstelle die Klärung von Auslegungsfragen; diese Auslegungsfragen sind definiert als Fragen und Streitigkeiten zur Anwendung und Auslegung der §§ 3 bis 33i, 45, 46, 56 und 66 sowie der hierzu auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnungen. Satz 2 verpflichtet die Clearingstelle auf die Einhaltung datenschutzrechtlicher Bestimmungen, insbesondere des Bundesdatenschutzgesetzes, und auf die Beachtung von Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 61. Zugleich sind die betreffenden Empfehlungen der Kommission zu berücksichtigen: Da diese Empfehlungen Verbraucherrechtsstreitigkeiten betreffen, sind sie nur zu berücksichtigen, soweit sie auf die Clearingstelle übertragbar sind; daher ist die Regelung nur als Soll-Vorschrift ausgestaltet. So sind etwa Aussagen der Kommissions-Empfehlungen darüber, dass auch Sanktionen ausgesprochen werden sollen, auf die Clearingstelle aufgrund ihres rein privatrechtlichen Charakters nicht übertragbar. Satz 3 regelt die Rechtsfolgen von Entscheidungen der Clearingstelle und verweist auf die §§ 4, 38 und 50 EEG: Hierdurch wird der zivilrechtliche Charakter der Entscheidungen der Clearingstelle unterstrichen. Eine privatrechtsgestaltende Kompetenz kommt der Clearingstelle nicht zu, so dass die Wirkungen der Clearingstelle-Entscheidungen im Wesentlichen von der vertraglichen Inbezugnahme der Verfahrensbeteiligten bestimmt werden. Ungeachtet dessen entfalten die Entscheidungen aufgrund ihrer ausführlichen Begründung eine erhebliche faktische Wirkung und strahlen dadurch auf zahlreiche Anwendungsfälle aus.

Zu § 57 Absatz 3 EEG:

Absatz 3 regelt die Aufgaben der Clearingstelle bei kontradiktorischen Verfahren. Hierdurch werden die bereits heute durchgeführten Einigungsverfahren (Nummer 1) und Votumsverfahren (Nummer 2) abgebildet. Voraussetzung ist jeweils das Einverständnis sowohl der Anlagenbetreiberin bzw. des Anlagenbetreibers als auch des Netzbetreibers. Zusätzlich soll die Clearingstelle auf Ersuchen eines Gerichts auch Stellungnahmen in laufenden Gerichtsverfahren abgeben können. Hierdurch soll den Parteien eines Rechtsstreits vor den ordentlichen Gerichten die Möglichkeit gegeben werden, eine Stellungnahme zu rechtlichen oder technischen Fragen des EEG durch die Clearingstelle einzuholen und in den Prozess einzubringen. Dies entspricht der Verfahrensaufonomie der Zivilgerichtsbarkeit. Eine Beauftragung der Clearingstelle durch das Gericht ist hingegen nicht möglich; bei Stellungnahmen zu tatsächlichen Fragen kommt der Stellungnahme keine formelle Beweiskraft zu.

Auf Wunsch aller Beteiligten kann in den Verfahren nach Absatz 3 Satz 1 Nummer 1 die Clearingstelle auch als Schiedsstelle im Sinne der ZPO tätig sein. Satz 2 stellt klar, dass die Verfahren nach Absatz 3 Satz 1 Nummer 1 und 2 als Schiedsverfahren im Sinne des § 204 Absatz 1 Nummer 11 BGB gelten, so dass die Verjährung für die Dauer eines solchen parteienbezogenen Verfahrens für die streitbefangenen Ansprüche gehemmt ist. Nach Satz 3 bleibt das Recht der Parteien unberührt, die ordentlichen Gerichte anzurufen.

Zu § 57 Absatz 4 EEG:

Absatz 4 regelt die Aufgaben der Clearingstelle bei abstrakten Anwendungsfragen. Hierdurch werden die bereits heute durchgeführten Empfehlungs- und Hinweisverfahren abgebildet. Voraussetzung für ein solches Verfahren ist zum einen ein Antrag von mindestens einer Anlagenbetreiberin, einem Anlagenbetreiber, einem Netzbetreiber oder einem betroffenen Verband; zum anderen muss ein öffentliches Interesse an der Klärung dieser Anwendungsfragen bestehen. Die Öffentlichkeit ist, wie dies auch bisher geschieht, zu beteiligen. Der Umfang der Beteiligung richtet sich nach der Verfahrensordnung.

Zu § 57 Absatz 5 EEG:

Absatz 5 Satz 1 und 2 kodifiziert die bereits geltende Praxis der Clearingstelle zur Verfahrensordnung und zur Durchführung der Verfahren. Die Verfahrensordnung erlangt nur dadurch Rechtsqualität, dass die Verfahrensbeteiligten ihr vor Einleitung eines Verfahrens zustimmen müssen; hierdurch wird sie vom Vertragsbestandteil zwischen der Clearingstelle und den Parteien (Satz 2). Eine darüber hinausgehende Außenrechtswirkung kommt der Verfahrensordnung nicht zu.

Satz 3 stellt klar, dass die Wahrnehmung der Aufgaben nach den Absätzen 2 bis 4 keine Rechtsdienstleistung im Sinne des § 2 Absatz 1 des Rechtsdienstleistungsgesetzes ist; dies spiegelt die bereits geltende Rechtslage wider. Satz 4 enthält schließlich einen Haftungsausschluss für den

Betreiber der Clearingstelle für die Klärung der Auslegungsfragen: Dies ist die notwendige Folge davon, dass der Clearingstelle keine privatrechtsgestaltende Wirkung zukommt und die Rechtswirkungen ihrer Entscheidungen maßgeblich von der Inkorporation durch die Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber sowie Netzbetreiber abhängen. Der Haftungsausschluss bezieht sich daher auf vertragliches Verhalten und insbesondere auf die Haftung für fehlerhafte Empfehlungen oder Hinweise zum EEG; der Haftungsausschluss bezieht sich hingegen nicht auf deliktisches oder – wie ausdrücklich geregelt wird – auf vorsätzliches Verhalten. Eines zusätzlichen Haftungsausschlusses für den Bund bedarf es nicht, weil die Clearingstelle nur privatrechtlich betrieben wird und ein Durchgriff Privater über die Clearingstelle an den Bund ausgeschlossen ist.

Zu § 57 Absatz 6 EEG:

Nach Absatz 6 muss die Clearingstelle jährlich einen Tätigkeitsbericht über die Wahrnehmung der Aufgaben nach den Absätzen 2 bis 4 auf ihrer Internetseite veröffentlichen. Dies entspricht Nummer II.2 der Empfehlung 98/257/EG der Kommission (siehe oben). Berichtspflichten auf Grund anderer Bestimmungen bleiben, wie Satz 2 klarstellt, hiervon unberührt. Dies betrifft z.B. die Berichtspflicht nach § 69 Absatz 2 BioSt-NachV, die zugleich in diesen Tätigkeitsbericht integriert werden kann.

Zu § 57 Absatz 7 EEG:

Absatz 7 regelt die Erhebung von Entgelten der Clearingstelle. Grundsätzlich wird der Betrieb der Clearingstelle durch den Bundeshaushalt finanziert, da u.a. Verfahren durchgeführt werden, die im öffentlichen Interesse liegen. Die Clearingstelle erfüllt damit gesetzliche Kernaufgaben, die im Bundesinteresse liegen. Sofern jedoch kontradiktorische Verfahren, die primär im Einzelinteresse der Anlagen- oder Netzbetreiber liegen, durchgeführt werden, soll ermöglicht werden, dass die Clearingstelle künftig Entgelte erhebt; diese Entgelte dürfen jedoch nicht über die tatsächlichen Kosten hinausgehen. Für weitere Tätigkeiten, die im Zusammenhang mit der gesetzlichen Aufgabe der Clearingstelle stehen (insbesondere Öffentlichkeitsarbeit), kann die Clearingstelle Einnahmen zum Selbstkostenpreis generieren. Einzelheiten wird die Verfahrensordnung regeln. Hierbei wird angestrebt, dass bei Einigungsverfahren im Sinne des § 57 Absatz 3 Satz 1 Nummer 1 kostendeckende Entgelte bei größeren Streitwerten sowie angemessene Entgelte bei Votumsverfahren nach § 57 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 erhoben werden. Die Entgelte sind so zu bemessen, dass die mit der Einrichtung der Clearingstelle verfolgten Ziele und Zwecke nicht vereitelt werden und insbesondere bei kleinen Anlagen keine abschreckende Wirkung erzielt wird.

Zu Nummer 37 (§ 60 EEG):

Nummer 37 ist eine redaktionelle Folgeänderung zur Einführung des neuen Teils 3a.

Zu Nummer 38 (§ 61 EEG):

Durch Nummer 38 werden die Aufgaben der Bundesnetzagentur bei der Umsetzung des EEG geregelt und mit dem Ziel einer besseren Überwachung gestärkt. Zu diesem Zweck listet Absatz 1 Satz 1 die Überwachungsaufgaben der Bundesnetzagentur auf. Hierbei werden zugleich die bestehenden Überwachungsaufgaben an die Änderungen durch die Ausgleichsmechanismusverordnung sowie die Änderungen in den §§ 53 und 54 redaktionell angepasst.

Absatz 1a ermächtigt die Bundesnetzagentur auch zu Stichprobenkontrollen hinsichtlich der ersten Stufe des EEG: Die Konzeption der zivilrechtlichen Kontrolle auf dieser Stufe kann auf Grundlage der Erkenntnisse der wissenschaftlichen Berichte des EEG-Erfahrungsberichts zunehmend als nicht mehr ausreichend erachtet werden. Nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 erfasst die Überwachung durch die Bundesnetzagentur daher auch die Vergütungszahlungen auf der ersten Stufe des bundesweiten Ausgleichs. Dies betrifft die Vergütungen nach den §§ 16 bis 33 sowie die Prämienzahlungen nach §§ 33g und 33i jeweils hinsichtlich Registrierungspflicht, vollständiger Andienungspflicht, Fristeinhaltung bei der Direktvermarktung etc. Nach Absatz 1a Satz 1 ist die Überwachung auf Stichproben zu begrenzen, was angesichts der Vielzahl von Anlagenbetreibern unabdingbar erscheint. Ein bloßer Datenabgleich ist dagegen nicht ausreichend. Die Kontrolle darf nicht willkürlich erfolgen.

Absatz 1b regelt die Kompetenzen zu Festlegungen der Bundesnetzagentur nach Maßgabe des § 29 EnWG. So kann die Bundesnetzagentur z.B. durch Festlegung Anforderungen an die technischen Einrichtungen nach § 6 Absatz 1 oder 2 stellen. Nummer 2 enthält eine Ermächtigung, zu regeln, in welcher Reihenfolge die im Rahmen des § 11 zu regelnden Anlagen abgeregelt werden sollen und welche Must-run-units am Netz bleiben müssen. Damit wird eine Empfehlung der wissenschaftlichen Berichte des EEG-Erfahrungsberichts umgesetzt, die bei einer steigenden Bedeutung des Einspeisemanagement den Bedarf für konkretere Kriterien für die Abschaltreihenfolge sieht.

Zu Nummer 39 (§ 62 EEG):

Nummer 39 enthält im Wesentlichen redaktionelle Folgeänderungen zur Neufassung der Ermächtigungsgrundlagen.

Zu Nummer 40 (§ 63 EEG):

Nummer 40 enthält im Wesentlichen redaktionelle Folgeänderungen zur Neufassung der Ermächtigungsgrundlagen.

Zu Nummer 41 (§§ 64 – 66 EEG):

Nummer 41 fasst die Verordnungsermächtigungen nach § 64 EEG 2009 neu und regelt die Berichtspflichten der Bundesregierung nach §§ 65 und 65a - neu - sowie die Übergangsbestimmungen in § 66 EEG.

In den §§ 64 ff. EEG werden die einzelnen Verordnungsermächtigungen zur besseren Verständlichkeit und Übersichtlichkeit des Gesetzes auf verschiedene Einzelnormen verteilt. Hierbei sind – in ihrer thematischen Reihenfolge des EEG – zunächst die Ermächtigungsgrundlagen aufgeführt, die bereits in Anspruch genommen worden sind (Systemdienstleistungsverordnung, Biomasseverordnung, Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung, Ausgleichsmechanismusverordnung) bzw. voraussichtlich kurzfristig in Anspruch genommen werden (Herkunftsnachweisverordnung, Anlagenregister); für diese ist jeweils ein Einzelparagraf vorgesehen. Alle bisher nicht in Anspruch genommenen sowie weiteren Ermächtigungsgrundlagen werden sodann geregelt; die Verfahrens- und Zustimmungsfragen sowie die Möglichkeit der Übertragung einzelner Verordnungsermächtigungen werden abschließend für alle Verordnungsermächtigungen geregelt.

Zu § 64 EEG:

§ 64 regelt die Ermächtigungsgrundlage der Systemdienstleistungsverordnung. Die Ermächtigung entspricht – von redaktionellen Änderungen abgesehen – § 64 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 EEG 2009.

Zu § 64a EEG:

Absatz 1 regelt die Ermächtigungsgrundlage für die Biomasseverordnung. Der Wortlaut ist an § 64 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2009 angelehnt und an die Änderungen der Vergütungsstruktur der neuen §§ 27 bis 27b angepasst. Die Ergänzung gegenüber § 64 EEG 2009 ermöglicht insbesondere die Bestimmung von Einsatzstoffen, die einen Anspruch auf die besondere einsatzstoffbezogene Vergütung nach § 27 Absatz 5 Nummer 2 und Nummer 3 zusätzlich zu der Grundvergütung begründen, sowie die Festlegung von Energieertragswerten für diese Einsatzstoffe zur Ermittlung der zusätzlichen einsatzstoffbezogenen Vergütung in der Biomasseverordnung. Die Regelung dieser Werte in der Biomasseverordnung (und nicht im EEG) dient der Vereinfachung des EEG. Zugleich wird in § 64a Absatz 1 Nummer 4 EEG, auf den bereits bisher die Umweltauforderungen nach § 5 BiomasseV gestützt werden, klargestellt, dass „Umweltauforderungen“ auch „Naturschutzanforderungen“ sind; hierdurch wird das bereits bisher Gemeinte klarer zum Ausdruck gebracht.

Der neue Absatz 2 ermöglicht die Regelung von inhaltlichen und organisatorischen Anforderungen an Massenbilanzierungssysteme, mit denen aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas, das nach § 27c Absatz 1 als Deponiegas, Klärgas, Biomasse oder Speichergas gilt, über die gesamte Herstellungs- und Lieferkette von seiner Gewinnung oder Herstellung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz rückverfolgt werden kann. Diese Verordnung kann auf das für gasförmige Biokraftstoffe bereits im Rahmen der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) etablierte Massenbilanzsystem verweisen. Auch das von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) aufgebaute und betriebene „Biogasregister Deutschland“ kann bei entsprechender Ausgestaltung als Massen-

bilanzsystem jedenfalls für die Massenbilanzierung von eingespeistem Biogas für anwendbar erklärt werden.

Zu § 64b EEG:

§ 64b regelt die Ermächtigungsgrundlage für die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung und entspricht im Wesentlichen § 64 Absatz 2 EEG in der Fassung des „Europarechtsanpassungsgesetzes Erneuerbare Energien“. Zu den hierüber vorgenommenen Änderungen im Einzelnen:

Eine Ergänzung in Nummer 1 stellt zunächst klar, dass auf Grundlage dieser Verordnungsermächtigung Nachhaltigkeitsanforderungen für Biomasse aller Aggregatzustände – fest, flüssig, gasförmig – festgelegt werden können.

Eine Ergänzung in Nummer 1 Buchstabe a ermöglicht die Festlegung weiterer Anforderungen an den nachhaltigen Anbau von Biomasse-Einsatzstoffen und an die durch den Anbau in Anspruch genommenen Flächen. Es geht dabei auch um eine Vermeidung indirekter Landnutzungsänderungen: Unter indirekten Landnutzungsänderungen werden Verdrängungseffekte durch den Energiepflanzenanbau auf zulässigen Flächen verstanden, durch den der Biomasseanbau zu anderen – nicht durch Nachhaltigkeitsvorgaben beschränkten – Zwecken auf schützenswerte Flächen verdrängt wird. Auf europäischer Ebene hat die Kommission zum Problem indirekter Landnutzungsänderungen bereits Maßnahmen angekündigt, für deren Umsetzung in deutsches Recht diese Verordnungsermächtigung als Grundlage dienen kann.

In Nummer 1 Buchstabe c wird die Ausnahmeregelung zum strengen Ausschließlichkeitsprinzip des „Nawaro-Bonus“ gestrichen, da diese infolge des Wegfalls des „Nawaro-Bonus“ nicht mehr erforderlich ist.

In Nummer 3 Buchstabe a wird klargestellt, dass die Verordnungsermächtigung auch Regelungen zum Umgang mit Nachhaltigkeitsnachweisen ermöglicht, die nach dem Recht der Europäischen Union oder eines anderen EU-Mitgliedstaates anerkannt wurden.

Zu § 64c EEG:

§ 64c regelt die Ermächtigungsgrundlage für die Ausgleichsmechanismusverordnung und entspricht im Wesentlichen § 64 Absatz 3 EEG 2009. Zu den hierüber vorgenommenen Änderungen im Einzelnen:

Die bisherige Nummer 1 kann mit Blick auf die Streichung des § 36 Absatz 4 entfallen. Stattdessen ist in der neuen Nummer 1 vorgesehen, dass die Verordnung Vorgaben zu der Vermarktung des Stroms im Einzelnen machen kann. Dies betrifft insbesondere den Zeitpunkt der Vermarktung und die Frage, wo und wie die Strommengen zu verkaufen sind. Derzeit ist die Day-ahead-Vermarktung am Spotmarkt vorgeschrieben. Dies kann künftig im Verordnungswege geändert werden, wenn eine Evaluation ergibt, dass so eine bessere Integration des Stroms erreicht werden und die EEG-Umlage gesenkt werden könnte oder andere Ziele dieses Gesetzes besser erreicht werden. Darüber hinaus werden Teile der Regelung der bisherigen Nummer 7 leicht angepasst in

die Nummer 1 überführt, um klarzustellen, dass diese Regelungen nicht nur im Falle der Übertragung der Aufgaben an einen Dritten geregelt werden können. Darüber hinaus wird die Ermächtigung um die Möglichkeit erweitert, eine Gewinn- und Verlustbeteiligung vorzusehen, um sinnvolle Anreize für eine optimale Vermarktung des Stroms zu setzen.

Die bisherige Nummer 2 kann ebenfalls entfallen, da die Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber, den Strom effizient zu vermarkten, nunmehr in § 37 Absatz 1 geregelt ist. Stattdessen sieht die Verordnungsermächtigung nunmehr vor, dass die Vermarkter des EEG-Stroms durch Verordnung dazu ermächtigt werden können, für eine bessere Vermarktbarkeit des Stroms vertragliche Vereinbarungen mit Anlagenbetreibern und Anlagenbetreiberinnen zu treffen. In der Folge könnte dieser Strom z.B. am Regelenergiemarkt vermarktet werden oder bei sehr stark negativen Preisen abgeregelt werden.

In Nummer 3 werden lediglich redaktionelle Änderungen vorgenommen.

Die bisherige Nummer 4 entfällt als Folgeänderung zum geänderten § 37 Absatz 1.

Die bisherigen Nummern 5 und 6 werden in der Folge zur Nummer 4. Darüber hinaus ergeben sich redaktionelle Änderungen.

Die bisherige Nummer 7 wird zur neuen Nummer 5, wobei in Folge der Änderungen in Nummer 1 die Streichung eines Teils der Regelung erfolgt. Schließlich wird klargestellt, dass im Falle der Beauftragung verschiedener Drittvermarkter oder bei der teilweisen Übertragung der Vermarktung unterschiedliche Regeln für ÜNB und Drittvermarkter gelten können.

Zu § 64d EEG:

§ 64d regelt die Ermächtigungsgrundlage für die Herkunftsnachweisverordnung und entspricht im Wesentlichen § 64 Absatz 4 EEG in der Fassung des „Europarechtsanpassungsgesetzes Erneuerbare Energien“. Zu den hierüber vorgenommenen Änderungen im Einzelnen:

§ 64d Nummer 1 ist vor dem Hintergrund der Neugestaltung der Direktvermarktung im EEG geändert worden: § 55 Absatz 1 Satz 2 EEG - neu - sieht vor, dass Herkunftsnachweise nicht ausgestellt werden dürfen, wenn der Anlagenbetreiber eine Marktprämie in Anspruch genommen hat. Zudem wird in § 56 festgelegt, dass der Anspruch auf die Vergütung oder Marktprämie entfällt, falls der Anlagenbetreiber dem zuwiderhandelt. Der Bundesregierung wird daher durch die Erweiterung in § 64d Nummer 1 der notwendige Spielraum für die Ausgestaltung des künftigen Handels mit Herkunftsnachweisen über das noch zu errichtende Herkunftsnachweisregister gegeben, indem im Rahmen des Erlasses einer Herkunftsnachweisverordnung geregelt werden kann, dass entgegen § 55 Absatz 1 Satz 2 auch im Falle der Inanspruchnahme einer Marktprämie ein Herkunftsnachweis ausgestellt werden darf. Zudem wird die Bundesregierung dazu ermächtigt, im Rahmen der Herkunftsnachweisverordnung die Ausstellung von Herkunftsnachweisen für Strom, der über das sogenannte Grünstromprivileg gefördert wird (§ 39 EEG - neu -), auszuschließen. Eine solche Einschränkung ist in Artikel 15 Absatz 2 Unterabsatz 3 der Richtlinie 2009/28/EG ausdrücklich vorgesehen.

Des Weiteren wird durch die neue Nummer 5 auch die Möglichkeit geschaffen, von der Ausnahme nach § 55 Absatz 5 (Freistellung von dem Kreditwesengesetz und dem Wertpapierhandelsgesetz) abzuweichen, um ggf. Missbrauchsmöglichkeiten kurzfristig ausschließen zu können, sofern sich herausstellt, dass diese Ausnahme in § 55 Absatz 5 nicht sachgerecht ist. Die Freistellung von dem Kreditwesengesetz und dem Wertpapierhandelsgesetz durch § 55 Absatz 5 hat den Zweck, den Handel von Herkunftsnachweisen unkompliziert und ohne weitere Voraussetzungen auch für Anlagentreiberinnen und Anlagenbetreiber parallel mit dem Handel des Stroms selbst zu ermöglichen. Sollte jedoch der Handel mit den grundsätzlich ungekoppelt handelbaren Herkunftsnachweisen zu Missbrauch führen, kann der Ordnungsgeber schnell auf diese Missstände reagieren und die Herkunftsnachweise der entsprechenden Finanzmarktaufsicht nach dem Kreditwesengesetz und dem Wertpapierhandelsgesetz unterstellen.

Schließlich eröffnet die neue Nummer 6 die Möglichkeit, dass im Rahmen der Verordnung auch die Ausweisung von EEG-Strom, für den eine feste Vergütung nach § 16 oder eine Marktprämie nach § 33g in Anspruch genommen worden ist, im Rahmen der Stromkennzeichnung abweichend von § 55 geregelt werden kann. Insbesondere wird so die Möglichkeit geschaffen, dass anstelle der Ausweisung auf der Grundlage der finanziellen Belastung der Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher, die Übertragungsnetzbetreiber für den von ihnen an der Strombörse verkauften EEG-Strom Herkunftsnachweise ausgestellt werden kann.

Zu § 64e EEG:

§ 64e geht auf § 64 Absatz 1 Satz 1 Nummer 7 und 9 EEG 2009 zurück und entwickelt ihn weiter. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit wird ermächtigt, den Betrieb eines Anlagenregisters auf private Dritte zu übertragen. Diese Übertragung ist nur zulässig, wenn z.B. die Datennutzung nach § 51 Absatz 3 Satz 2 EEG sichergestellt ist; auch ist ein Abgleich mit anderen Registern, z.B. dem Register für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus flüssiger Biomasse nach § 61 ff. BioSt-NachV, sicherzustellen. Sofern ein solches Anlagenregister auf Dritte übertragen wird, gilt dies auch für das Register, das derzeit die Bundesnetzagentur für die Registrierung von Anlagen zur Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie betreibt; auch dieses Register kann auf Private übertragen werden.

Zu § 64f EEG:

§ 64f regelt weitere Ermächtigungsgrundlagen. Diese entsprechen teilweise den Ermächtigungsgrundlagen nach § 64 Absatz 1 EEG 2009; darüber hinaus sind weitere Ermächtigungsgrundlagen aufgenommen worden, insbesondere um kurzfristig bei Fehlentwicklungen gegensteuern zu können. Im Einzelnen:

Nach Nummer 1 kann die Bundesregierung durch Rechtsverordnung das Berechnungsverfahren für die Entschädigung nach § 12 Absatz 1 regeln, insbesondere pauschalierte Verfahren.

Nummer 2 ermächtigt die Bundesregierung, die Vergütungssätze bei den sogenannten „steuerbaren erneuerbaren Energien“ (also den nicht-fluktuierenden) tageszeitlich unterschiedliche Vergü-

tungssätze festzusetzen und hierdurch von den Vergütungssätzen der § 23 ff. abzuweichen. Hierdurch können Anreize für eine Lastverschiebung (z.B. von N_T - zu H_T -Zeiten) gesetzt werden.

Die Nummern 3 und 4 ermächtigen die Bundesregierung zur Neufestsetzung der einzelnen Prämien und Komponenten der Marktprämie und der Flexibilitätsprämie. Hierdurch können z.B. die Höhe der Managementprämie („ P_M “) neu und auch unterschiedliche Werte festgesetzt werden für Technologien, die derzeit die Managementprämie in derselben Höhe erhalten; es kann auch innerhalb eines Energieträgers weiter differenziert werden, um die Besonderheiten einzelner Segmente besser zu erfassen. Z.B kann in der Verordnung bei Wasserkraft zwischen Strom aus Laufwasserkraftanlagen und Strom aus dem natürlichen Zufluss bei Speicherkraftwerken oder bei Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie zwischen nachgeführten und nicht-nachgeführten Anlagen differenziert werden. Außerdem wird die Möglichkeit geschaffen, die Flexibilitätsprämie auch auf andere Direktvermarktungsformen und auf Altanlagen sowie auf Anlagen auszudehnen, die anderen Formen von Biomasse, also insbesondere feste Biomasse, zur Stromerzeugung einsetzen.

Nummer 5 ermächtigt die Bundesregierung insbesondere zur Festsetzung neuer Mindestanteile von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas für das Portfolio, das Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Rahmen des sogenannten Grünstromprivilegs vorhalten müssen, sowie zur Regelung des Nachweises.

Nummer 6 knüpft an § 64 Absatz 1 Satz 1 Nummer 6 Buchstabe a EEG 2009 an und konkretisiert diesen.

Nummer 7 entspricht § 64 Absatz 1 Satz 1 Nummer 5 EEG 2009.

Zu § 64g EEG:

Absatz 1 regelt, welche Verordnungen des EEG der Zustimmung des Deutschen Bundestages bedürfen. Dies entspricht grundsätzlich den Zustimmungsvorbehalten nach § 64 EEG 2009. Absatz 1 Satz 2 entspricht darüber hinaus § 64 Absatz 2 Satz 3 EEG in der Fassung des „Europarechtsanpassungsgesetzes Erneuerbare Energien“.

Absatz 2 regelt das Verfahren bei zustimmungspflichtigen Verordnungen. Dies entspricht § 64 Absatz 5 EEG in der Fassung des „Europarechtsanpassungsgesetzes Erneuerbare Energien“.

Absatz 3 regelt, dass einzelne Verordnungsermächtigungen übertragen werden können. Nach Satz 2 bedürfen Übertragungsverordnungen nach Satz 1 der Zustimmung des Deutschen Bundestages. Eine solche Verordnung, die auf Grund einer solchen Subdelegation durch die Bundesoberbehörde erlassen wird, bedarf hingegen nicht der Zustimmung des Deutschen Bundestages; dies entspricht dem bisherigen Verständnis, wie etwa die Ausgleichsmechanismus- und die Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung oder die Ermächtigung für die Herkunftsnachweisverordnung belegen.

Zu § 65 und § 65a - neu - EEG:

§ 65 und § 65a - neu - regeln die Berichte zum Ausbau der erneuerbaren Energien, die jeweils vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit entworfen und von der Bundesregierung beschlossen werden. Die Berichte müssen in nicht personenbezogener Form erstellt werden.

§ 65 entspricht § 65 EEG 2009, passt jedoch das Datum für den nächsten Erfahrungsbericht an: Die Norm bestimmt daher, dass der nächste Erfahrungsbericht dem Deutschen Bundestag bis zum 31. Dezember 2014 vorgelegt werden muss. Die nächste Novellierung des EEG erfolgt dann voraussichtlich im Anschluss im Jahr 2015 und würde sodann zum 1. Januar 2016 in Kraft treten.

§ 65a Satz 1 verpflichtet weiterhin das Bundesumweltministerium zu einem Monitoringbericht über den Ausbau der erneuerbaren Energien. Demnach muss das Bundesumweltministerium der Bundesregierung bis zum 31. Dezember 2012 und dann jährlich über den Ausbau der erneuerbaren Energien, die Erreichung der Ziele nach § 1 Absatz 2 und die sich daraus ergebenden Herausforderungen berichten. Dieser Monitoringbericht ist – anders als der im vierjährigen Turnus zu veröffentlichende Erfahrungsbericht nach § 65 – jährlich zu veröffentlichen, beginnend ab dem Jahr 2012. Dieser Monitoringbericht soll sich nicht mit den Einzelheiten des EEG, also nicht z.B. mit konkreten Vergütungssätzen befassen, sondern dient der strategischen Überwachung des EEG, ob sich der Ausbau der erneuerbaren Energien auf dem Zielpfad befindet. Dies betrifft insbesondere die Frage, ob der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung der durch die Ziele des Energiekonzepts und des § 1 Absatz 2 bestimmten Ausbaulinie entspricht und welche Herausforderungen hierbei zu berücksichtigen sind.

Dieser Bericht bildet gemeinsam mit dem Bericht, den das Bundeswirtschaftsministerium nach § 63 Absatz 1 Satz 1 EnWG über den Netzausbau, den Kraftwerksausbau und Ersatzinvestitionen sowie Energieeffizienz in demselben zeitlichen Rhythmus erstellt, die Grundlage für einen Bericht der Bundesregierung an den Bundestag. Die Bundesregierung legt in diesem Bericht entsprechende Handlungsempfehlungen zum Elektrizitätsversorgungssystem vor. § 65a Satz 2 EEG entspricht spiegelbildlich § 63 Absatz 1 Satz 2 EnWG.

Zu § 66 EEG:

§ 66 regelt die Übergangsvorschriften. Übergangsvorschriften verdrängen, soweit sie bestehen, entsprechende Regelungen dieses Gesetzes.

Absatz 1 ordnet an, dass für Bestandsanlagen, d.h. Anlagen, die vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb gegangen sind, grundsätzlich die bisherigen Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 25. Oktober 2008 in der jeweils zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage geltenden Fassung Anwendung finden. Hierdurch wird dem Vertrauens- und Bestandschutz Rechnung getragen, wie er bereits in den Vorgängerfassungen des EEG gewährt worden ist. Wie die Europäische Kommission in ihrer Mitteilung „Erneuerbare Energien: Fortschritte auf dem Weg zum Ziel für 2020“¹⁴ ausgeführt hat, ist das Vertrauen der Investoren für die Erreichung der Ausbauziele – national wie europaweit – von besonderer Bedeutung, und insbesondere „rückwirkende Änderungen von Förderregelungen sind angesichts ihrer negativen Auswirkungen auf das Investorenvertrauen zu vermeiden“. § 66 Absatz 1 führt daher grundsätzlich die alte Rechtslage für Bestandsanlagen fort. Mit den Nummern 1 bis 10 werden punktuelle Modifizierungen dieses Grundsatzes vorgenommen. Teilweise dienen diese Nummern dazu, Besserstellun-

¹⁴ KOM(2011) 31 endgültig vom 31.1.2011.

gen des neuen Rechts auch auf Bestandsanlagen anzuwenden, z.B. die Einführung der Marktprämie nach § 33g (Nummer 10); durch den Systemdienstleistungs-Bonus wird ebenfalls eine Bestserstellung von Bestandsanlagen erreicht (Nummer 8). Soweit mit übrigen Nummern Verpflichtungen (z.B. zur technischen Nachrüstung nach den Nummern 1 bis 4) oder in Absatz 3 Vergütungskorrekturen für bestehende Biogasanlagen vorgesehen sind, sind diese Regelungen durch zwingende Gründe des Gemeinwohls und unter Abwägung der berechtigten Vertrauensschutz-Anliegen der Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber so gestaltet worden, dass der durch das EEG grundsätzlich gewährleistete Vertrauensschutz erhalten bleibt.

Nummer 1 regelt, dass Bestandsanlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, deren installierte Leistung größer als 100 Kilowatt ist und die bereits vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb gegangen sind, die technischen Vorgaben nach § 6 Absatz 1 mit einer Übergangsfrist von einem halben Jahr einhalten müssen.

Nummer 2 ordnet an, dass Bestandsanlagen die technischen Vorgaben nach § 6 Absatz 2 Nummer 1 ab dem 1. Januar 2014 auch von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie mit einer installierten Leistung von mehr als 30 Kilowatt und höchstens 100 Kilowatt einhalten müssen, die nach dem 31. Dezember 2008 in Betrieb genommen worden sind. Die Leistungsberechnung für diese Anlagen erfolgt nach § 6 Absatz 3.

Nach Nummer 3 gilt die Verpflichtung zur Verwendung zusätzlicher Gasverbrauchseinrichtungen z.B. für einen Störfall oder eine Überproduktion auch für bestehende Biogasanlagen, sofern diese nicht ohnehin nach Nummer I.4 der Anlage 2 zum EEG 2009 die Anforderungen für den „Nawaro-Bonus“ zur gasdichten Abdeckung des Gärrestlagers und Verwendung zusätzlicher Gasverbrauchseinrichtungen für einen Störfall oder für eine Überproduktion erfüllen. Diese Nachrüstpflicht ist bis zum 1. Januar 2014 umzusetzen. Zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen zur Vermeidung von Gasfreisetzungen nach dem Stand der Technik sind z.B. Reserve-BHKW, Gasfackeln oder andere Möglichkeiten der Gasverwertung und Gaszwischenlagerung. Der Stand der Technik ergibt sich z.B. aus der VDI-Norm 3475 oder der VDI-Norm 4631. Eine Verpflichtung zur Nachrüstung einer technisch gasdichten Gärrestlagerabdeckung bei Bestandsanlagen wird hingegen nicht eingeführt, da eine solche Pflicht in vielen Fällen wirtschaftlich nicht zumutbar wäre.

Nummer 4 regelt die Rechtsfolgen, wenn Bestandsanlagen nicht die nach den Nummern 1 bis 3 verpflichtend durchzuführenden Maßnahmen ergriffen haben.

Nach Nummer 5 sind die §§ 11 und 12 entsprechend auch auf Bestandsanlagen anzuwenden, die vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb genommen wurden, wenn für diese Anlagen eine Verpflichtung zur Ausrüstung mit einer technischen oder betrieblichen Einrichtung nach § 6 Nummer 1 Buchstabe a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in seiner vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes geltenden Fassung bestand oder sobald sie nach den Nummern 1 und 2 verpflichtet sind, die Anforderungen des § 6 Absatz 1 oder Absatz 2 Nummer 1 einzuhalten. Dem Einspeisemanagement entsprechend den §§ 11 und 12 unterliegen damit (wie auch schon nach bisherigem Recht) auch Bestandsanlagen mit einer betrieblichen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung. Da § 11 in seiner neuen Fassung nur noch auf Anlagen anzu-

wenden ist, die mit einer technischen Einrichtung zur Regelung ausgestattet sind, während bestehende Anlagen teilweise mit betrieblichen Einrichtungen ausgestattet wurden, gelten §§ 11 und 12 für diese Anlagen entsprechend.

Nummer 6 regelt, dass § 16 Absatz 2 Satz 2 bis 4 ergänzend zu § 16 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes geltenden Fassung anzuwenden ist.

Nummer 7 ordnet die Geltung der Nummer 1 Buchstabe a der Anlage 1 zum EEG auch bei Bestandsanlagen an. Ab dem 1. Mai 2012 müssen auch Bestandsanlagen, die für die Erdgasnetzeinspeisung aufbereitetes Gas einsetzen, die verschärfte Anforderung zum Methanschlupf erfüllen, wonach die Methanemissionen in die Atmosphäre bei der Aufbereitung maximal 0,2 Prozent betragen dürfen. Diese Regelung harmonisiert die Rechtslage auch für Bestandsanlagen mit den Methanschlupf-Anforderungen nach § 36 Absatz 1 Satz 4 Gasnetzzugangsverordnung.

Nummer 8 bestimmt, dass sich die Vergütung für Strom aus Windenergieanlagen, die nach dem 31. Dezember 2001 und vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind, für die Dauer von fünf Jahren um 0,7 Cent pro Kilowattstunde (Systemdienstleistungs-Bonus) erhöht, sobald sie infolge einer Nachrüstung nach dem 1. Januar 2012 und vor dem 1. Januar 2016 die Anforderungen der Verordnung nach § 64 erstmals einhalten.

Nummer 9 dient der Klarstellung, dass nach alter Rechtslage nur dann ein Anspruch auf die Vergütung nach § 33 Absatz 2 EEG für die Anlagen besteht, wenn der Strom nicht unter Zuhilfenahme eines Netzes der öffentlichen Versorgung nach § 3 Nummer 7 EEG an Dritte zum Selbstverbrauch veräußert wird.

Nummer 10 ordnet für Bestandsanlagen die Geltung der §§ 33a bis 33g mit der Maßgabe an, dass bei der Berechnung der Marktprämie nach § 33g der Wert „EV“ im Sinne der Nummer 1.1 der Anlage 4 zu diesem Gesetz die Höhe der Vergütung in Cent pro Kilowattstunde ist, die für den direkt vermarkteten Strom bei der konkreten Anlage im Falle einer Vergütung nach den Vergütungsbestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die jeweilige Anlage maßgeblichen Fassung tatsächlich in Anspruch genommen werden könnte.

Nummer 11 ordnet die Geltung der Sonderregelung für die Inbetriebnahme von Fotovoltaikanlagen in § 32 Absatz 3 auch auf Bestandsanlagen an. Hintergrund der Regelung ist die Definition der Anlage im Sinne des § 3 Nummer 1. Hiernach wird das einzelne Fotovoltaikmodul als Anlage gesehen. Da Dach- und Freiflächenanlagen immer aus einer Vielzahl von Modulen bestehen sollte der Austausch insbesondere von defekten Modulen nicht den Inbetriebnahmezeitpunkt der nach § 6 Absatz 3 zusammengefassten Gesamtanlage berühren. Deswegen wurde § 32 Absatz 3 eingeführt. Dessen Regelungsinhalt wird durch Nummer 11 auch auf Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, übertragen. So führt der Austausch von Modulen einer nach § 6 Absatz 3 zusammengefassten Gesamtanlage zum Beispiel aufgrund von Sachmängel, eines technischen Defekts oder aufgrund von Beschädigungen nicht zu einer Neuinbetriebnahme. Das neue Modul erhält damit die gleich hohe Vergütung (für den restlichen Vergütungszeitraum) wie das ersetzte Modul (näheres siehe Begründung zu § 32 Absatz 3 EEG).

Für Bestandsanlagen, die bereits vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes Strom aus Altholz oder (bei Inbetriebnahme oder Erteilung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung zur Errichtung und zum Betrieb spätestens drei Jahre nach Inkrafttreten der Biomasseverordnung) aus Pflanzenölmethylester erzeugt haben, gilt nach Absatz 2 auch weiterhin die Biomasseverordnung in ihrer bis zum Inkrafttreten dieses Gesetzes geltenden Fassung.

Absatz 3 erklärt die einschränkende Regelung nach Nummer I.1 Buchstabe c der Anlage 2 zum EEG 2009 ab dem 1. Januar 2012 für Bestandsanlagen für nicht mehr anwendbar. Nach dieser Bestimmung war der Anspruch auf den sog. „Nawaro-Bonus“ ausgeschlossen, wenn auf demselben Betriebsgelände, auf dem die Nawaro-Anlage betrieben wird, andere Biomasseanlage betrieben werden, in denen gleichzeitig Strom aus sonstigen, nicht für den „Nawaro-Bonus“ zugelassenen Stoffen gewonnen wird. Diese Regelung diente der Vermeidung von Missbrauchsfällen. In der Praxis haben sich die übrigen Instrumente zur Missbrauchsvorbeugung wie insbesondere die Pflicht zur Führung eines Einsatzstoff-Tagebuches bereits als ausreichend erwiesen, so dass eine Beibehaltung der betriebsgeländebezogenen Einschränkung nicht mehr erforderlich ist. Die Übergangsbestimmung des Absatzes 3 ermöglicht auf Betriebsgeländen, auf denen bislang bereits eine Nawaro-Anlage betrieben wird, zukünftig auch den Betrieb weiterer, nicht ausschließlich mit Stoffen im Sinne der Anlage 2 zum EEG 2009 betriebener Neuanlagen und damit die energetische Nutzung auch anderer vor Ort vorhandener Biomassepotenziale.

Mit Absatz 4 wird bestimmt, dass die Deckelung der Einsatzstoffe Mais (Ganzpflanze) und Getreidekorn einschließlich Körnermais nicht für Neuanlagen gilt, soweit diese Biogas von einer Biogaserzeugungsanlage beziehen, die bereits vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb genommen und daher für einen Betrieb ohne Berücksichtigung dieser neu eingeführten Einsatzstoffbegrenzung ausgelegt wurde. Eine Umstellung des Substrateinsatzes ist für die betreffenden Anlagen in der Regel sehr schwierig und kostspielig und tangiert bestehende Substratlieferverträge.

Absatz 5 regelt, dass Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wasserkraft mit einer installierten Leistung von mehr als 500 Kilowatt und höchstens 5 Megawatt, deren Wasserkraftnutzung vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes wasserrechtlich zugelassen wurde und die ihre Anlagen vor dem 1. Januar 2014 in Betrieb nehmen, wählen können, ob sie die Vergütung nach § 23 Absatz 1 und Absatz 2 oder nach § 23 der vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes geltenden Fassung erhält. Dazu müssen sie dies verlangen, bevor der Netzbetreiber zum ersten Mal eine Vergütung nach § 23 gezahlt hat.

Absatz 6 regelt, dass die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber abweichend von § 27 für Strom aus immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftigen neuen Anlagen zur Verbrennung oder thermochemischen Vergasung fester Biomasse die Vergütung nach § 27 des EEG 2009 erhält, wenn die Anlage vor dem Inkrafttretensdatum dieses Gesetzes nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz genehmigt wurde und vor dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommen wird, und wenn die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber dies verlangt, bevor der Netzbetreiber zum ersten Mal eine Vergütung nach § 27 gezahlt hat. Mit dieser Regelung wird den

regelmäßig besonders langen Planungs- und Realisierungszeiträumen bei diesen Anlagen Rechnung getragen.

Absatz 7 schreibt vor, dass Netzbetreiber im Rahmen des § 11 Anlagen nach § 6 Absatz 2 in Verbindung mit Absatz 3 erst regeln dürfen, sobald ein pauschalisiertes Verfahren durch Rechtsverordnung eingeführt worden ist.

Absatz 8 regelt, dass auf Strom, den Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach dem 31. Dezember 2011 und vor dem 1. Januar 2013 an Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher liefern, § 39 mit der Maßgabe Anwendung findet, dass die Elektrizitätsversorgungsunternehmen ihrem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber die Inanspruchnahme der Verringerung der EEG-Umlage abweichend von § 39 Absatz 1 Nummer 2 bis zum ersten Tag des dritten auf die Verkündung dieses Gesetzes folgenden Kalendermonats mitgeteilt haben müssen.

Mit Absatz 9 wird eine Übergangsvorschrift für die Ausstellung, Anerkennung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen geschaffen. Da die Errichtung des elektronischen Herkunftsnachweisregisters einen zeitlichen und organisatorischen Vorlauf benötigt, stellt Absatz 9 sicher, dass in der Errichtungsphase bis zur Inbetriebnahme dieses Herkunftsnachweisregisters die Ausstellung, Anerkennung, Übertragung und Entwertung weiterhin nach § 55 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der bis zum 30. April 2011 geltenden Fassung erfolgen kann. Der Tag der Inbetriebnahme des Herkunftsnachweisregisters wird im elektronischen Bundesanzeiger bekannt gegeben. Die Regelung entspricht inhaltlich § 66 Absatz 6 EEG 2011.

Absatz 10 bestimmt, dass die Pflicht zur Verwendung von Massenbilanzsystemen bei der Verstromung von aus dem Erdgasnetz entnommenem Gas im Sinne des § 27c Absatz 1 erst für ab dem Jahr 2013 erzeugten Strom gilt. Für Strom, der bis Ende des Jahres 2012 erzeugt wird, muss die Voraussetzung nach § 27c Absatz 1 Nummer 2 noch nicht eingehalten werden.

Mit Absatz 11 wird eine Übergangsvorschrift für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie auf Konversionsflächen im Sinne des § 32 Absatz 2 Nummer 2 geschaffen. Durch Einfügung des neuen § 32 Absatz 2 Nummer 2 Buchstabe a und b werden bestimmte Schutzgebiete von den grundsätzlich vergütungsfähigen Konversionsflächen ausgenommen. Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie erhalten auch dann eine Vergütung nach § 32 Absatz 2, wenn sie in den in § 32 Absatz 2 Nummer 2 Buchstabe a und b genannten Schutzgebieten errichtet werden, wenn die Anlagen vor dem 1. Januar 2014 in Betrieb genommen worden sind und ein entsprechender Beschluss über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans für diese Fläche vor dem Datum der zweiten und dritten Lesung im Deutschen Bundestag zu diesem Gesetz gefasst worden ist. Diese Übergangsvorschrift soll die Vertrauensschutzinteressen von Projekten, die bereits geplant waren, Rechnung tragen und zugleich sicherstellen, dass keine neuen Projekte in den Schutzgebieten geplant und errichtet werden.

Absatz 12 stellt sicher, dass die Änderungen des § 57 EEG zur Clearingstelle auch für Auslegungsfragen zum EEG 2009 sowie bei Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern gelten, die vor dem Inkrafttreten des neuen EEG ihre Anlagen in Betrieb genommen haben.

Absatz 13 sieht Übergangsregelungen zu § 41 vor. Nummer 1 sorgt dafür, dass Unternehmen, die durch die Änderung in § 37 Absatz 4 erstmals zur Zahlung der EEG-Umlage verpflichtet werden, einen Antrag stellen können. Nummer 2 sieht eine Übergangsvorschrift für die Anforderungen nach § 41 Absatz 1 Nummer 2 vor.

Absatz 14 regelt die Fortgeltung des geltenden Rechts bei der Modernisierung bestehender Wasserkraftanlagen, sofern dies von den Anlagenbetreibern gewünscht wird.

Zu Nummer 42 (Anlage 1 und 2 zum EEG):

Nummer 42 regelt die Anlagen für den Gasaufbereitungs-Bonus nach § 27c Absatz 2 (Anlage 1) und für die Stromerzeugung aus Biomasse in KWK (Anlage 2).

Zu Anlage 1: Gasaufbereitungs-Bonus

Anlage 1 entspricht inhaltlich im Wesentlichen der bisherigen Nummer I der Anlage 1 zum EEG 2009 (Technologie-Bonus für die Gasaufbereitung). Der Bonus kann gemäß § 27c Absatz 2 für Strom aus Biogas einschließlich Biogas aus Bioabfallvergärung, Klärgas und Deponiegas geltend gemacht werden. Inhaltlich neu gegenüber dem früheren Technologie-Bonus für die Gasaufbereitung ist die Verschiebung der Kapazitätsschwellen (Nennleistung), bis zu denen der Gasaufbereitungs-Bonus gewährt wird, von 350 bzw. 700 Normkubikmetern auf 700 bzw. 1 400 Normkubikmeter. Auch wird der Grenzwert für die maximal zulässigen Methanemissionen aus der Gasaufbereitung in die Atmosphäre auf 0,2 Prozent abgesenkt, was dem ab 1. Mai 2012 nach § 36 Absatz 1 Satz 3 der Gasnetzzugangsverordnung geforderten Höchstwert für die privilegierte Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das Erdgasnetz entspricht.

Zu Anlage 2: Erzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung

Anlage 2 regelt die Anforderungen an eine qualifizierte Wärmenutzung, die zur Erfüllung der Vergütungsvoraussetzungen für Strom aus Biomasse nach § 27 nachzuweisen ist.

Inhaltlich entspricht Anlage 2 im Wesentlichen den bisherigen Anforderungen zur Gewährung des KWK-Bonus nach Anlage 3 zum EEG 2009, ergänzt um einige Klarstellungen. Die Wärmenutzung im Sinne Nummer 1 Buchstabe c (Ersetzung fossiler Energieträger) wird nicht mehr wie bisher an nachweisbare Mehrkosten von mindestens 100 Euro pro Kilowatt Wärmeleistung geknüpft, wird aber weiterhin nur dann anerkannt, wenn hiermit der wirtschaftlich sinnvolle Einsatz fossiler Energieträger in einem mit dem Umfang der fossilen Wärmenutzung vergleichbaren Energieäquivalent ersetzt wird.

Die erforderlichen Nachweise hinsichtlich des geforderten KWK-Strom-Anteils und der qualitativen Wärmenutzungsanforderungen nach Nummer 1 Buchstabe b und c sind gemäß Nummer 2.3 bei der erstmaligen Geltendmachung des gesetzlichen Vergütungsanspruchs und danach für jedes Kalenderjahr spätestens bis zum 28. Februar des Folgejahres zu erbringen. Das bei erstmaliger Geltendmachung des Vergütungsanspruchs vorzulegende umweltgutachterliche Gutachten muss

die zu erwartende Mindestwärmenutzung von 60 Prozent (beziehungsweise 35 Prozent zuzüglich des anzurechnenden Fermenter-Wärmebedarfs) bescheinigen, und muss insbesondere eine Aussage über die zu erwartende Wärmeproduktion anhand der Stromkennzahl und der geplanten Betriebsstunden sowie Aussagen über den Wärmebedarf nach der „Bekanntmachung der Regeln für Energieverbrauchskennwerte und der Vergleichswerte im Nichtwohngebäudebestand“ vom 26. Juli 2007 und der „Bekanntmachung der Regeln für Energieverbrauchskennwerte im Wohngebäudebestand“ vom 30. Juli 2009 des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, über den Wärmebedarf technischer Einrichtungen (z.B. zur Holz Trocknung) mit Angabe des jährlich zu erwartenden Bedarfs, oder über eine Anschlussprognose von Wärmenetzen, nach der die notwendige Anschlussdichte nach drei Jahren erreicht werden kann, umfassen.

In Nummer 3 Buchstabe a wird klargestellt, dass die Beheizung, Warmwasserbereitstellung oder Kühlung von Gebäuden bis zu einem Wärmeeinsatz von 200 Kilowattstunden pro Quadratmeter Nutzfläche im Jahr auch dann berücksichtigungsfähig ist, wenn der Wärmeeinsatz insgesamt höher liegt als die berücksichtigungsfähigen 200 Kilowattstunden pro Quadratmeter Nutzfläche.

Nach Nummer 3 Buchstabe b führen bei der Einspeisung von Wärme in ein Wärmenetz zukünftig Wärmeverluste in Höhe von 25 Prozent oder mehr des Nutzwärmebedarfs der Wärmekundinnen oder -kunden nicht mehr automatisch zu einer Unzulässigkeit dieser Wärmenutzung im Sinne der Positivliste. Jedoch werden Wärmeverluste durch Wärmeverteilung und -übergabe nur bis zu 25 Prozent des Nutzwärmebedarfs der Wärmekundinnen oder -kunden anerkannt.

In Nummer 3 Buchstabe e wurden die berücksichtigungsfähigen Obergrenzen für die Beheizung von Tierställen auf Grundlage von Berechnungen des DBFZ neu festgelegt und von der Bezugsgröße „Tier“ auf die Bezugsgröße „Tierplatz“ umgestellt, da auch die Genehmigung der Stallungen entsprechend der Anzahl der Tierplätze und nicht der Tiere erfolgt und der Wärmebedarf je Tier variieren kann.

Die Anforderungen an die Wärmenutzung zur technische Holz Trocknung werden dahingehend präzisiert, dass die Trocknung von Holz zur stofflichen oder energetischen Nutzung (zum Beispiel Trocknung von Holzpellets oder von Holzhackschnitzeln) bis zu einem Wärmeeinsatz von 0,9 Kilowattstunden je Kilogramm kg Holz berücksichtigt wird.

Zudem wird in Buchstabe g als anerkannte Wärmenutzung die Bereitstellung von Abwärme als Prozesswärme für die Biogasaufbereitung hinzugefügt, wenn die Nennleistung der Gasaufbereitungsanlage mindestens 350 Normkubikmeter aufbereitetes Biogas pro Stunde beträgt.

Schließlich gilt nach Buchstabe h auch die Bereitstellung als Prozesswärme zur Hygienisierung oder Pasteurisierung von Einsatzstoffen oder Gärresten als zulässige Wärmenutzung, da die Wärmebereitstellung für die Hygienisierung oder Pasteurisierung der Gärreste sonst über eine aerobe Umsetzung der organischen Anteile der Gärreste erfolgen müsste und dies aus Sicht des Klimaschutzes nicht sinnvoll ist. Die Anforderungen an eine Hygienisierung oder Pasteurisierung der Gärreste ergeben sich aus dem Fachrecht, z.B. aus der Bioabfallverordnung oder der Tierische-Nebenprodukte-Beseitigungsverordnung (TierNebV).

Die durch das Gesetz zur Anpassung der Rechtsgrundlagen für die Fortentwicklung des Emissionshandels (TEHG-Novelle 2011) angefügten Nummern V und VI werden gestrichen, da diese sich auf die Höhe und Berechnung des mit diesem Gesetz gestrichenen KWK-Bonus beziehen.

Zu Nummer 43 (Anlage 3 zum EEG):

Nummer 43 enthält im Wesentlichen redaktionelle Folgeänderungen zu der Streichung von § 29 Absatz 3 und 4 sowie dem neu gefassten Leistungsbegriff in § 3 Nummer 6. Daneben wird in Nummer 8 Satz 2 ein Verweis auf § 11 eingefügt, um klarzustellen, dass eine Abregelung der Anlage nach § 11 nicht zu einer Verlängerung der Anfangsvergütung führt. Dies gilt allerdings nicht nur für Reduzierungen der Leistung nach § 11. Auch geringere Einspeisung, die dadurch bedingt sind, dass z.B. direkt vermarktende Anlagen in Zeiten negativer Börsenpreise ihre Anlagen freiwillig drosseln. In jedem Fall ist zu berücksichtigen, dass für die Berechnung des Referenzertrages nicht nur die eingespeisten und vergüteten Strommengen zu berücksichtigen sind, sondern der Ertrag der Anlage, der auch selbst verbrauchte oder direkt vermarktete Strommengen erfasst.

Zu Nummer 44 (Anlage 4 und 5 zum EEG):

Die Anlagen 4 und 5 enthalten die Berechnungsformeln für die Marktprämie nach § 33g und die Flexibilitätsprämie nach § 33i. Sie entsprechen inhaltlich den wissenschaftlichen Empfehlungen, die der Einführung dieser beiden neuen Instrumente zugrunde lagen. Durch die Formeln kann jeweils der genaue Wert der Prämien berechnet werden. Auf die dabei errechneten Beträge fällt keine Umsatzsteuer an, da die Prämien kein steuerbares Entgelt i.S. des § 10 UStG sind.

Bei der Ausgestaltung der Marktprämie wurde auf eine möglichst unbürokratische Berechnung geachtet; zu diesem Zweck wurde der Ansatz des BDEW-Umsetzungsvorschlags zur Berechnung der Marktprämie mittels einer energieträgerspezifischen Rückvergütung aufgegriffen und in den Formeln berücksichtigt, allerdings sprachlich neu gefasst; insofern entspricht der im Gesetz verwendete Ansatz des energieträgerspezifischen Referenzmarktwerts dem Rückvergütungswert des BDEW-Umsetzungsvorschlags. Die Managementprämie ist in enger Anlehnung an § 6 Absatz 1 AusglMechAV formuliert worden. Im Übrigen wird auf die Begründung zu den §§ 33g und 33i verwiesen.

Durch Nummer 3 der Anlage 4 werden die Übertragungsnetzbetreiber schließlich verpflichtet, alle für die Berechnung der Marktprämie relevanten Informationen auf ihrer gemeinsamen Transparenzplattform im Internet zu veröffentlichen (§ 48 Absatz 3 Nummer 1). Dabei entspricht Nummer 3.1 hinsichtlich der Online-Hochrechnung für die Stromeinspeisung aus Windenergie § 2 Nummer 2 AusglMechAV, der infolge dessen aufgehoben wird.

Nach Nummer 3.2 sind auch alle Angaben, die für die Berechnung des energieträgerspezifischen Referenzmarktwerts erforderlich sind, sowie der daraus berechnete Wert als solcher jeweils rückwirkend anhand der tatsächlichen Werte transparent zu machen. Diese Pflicht ist grundsätzlich bis zum zehnten Werktag des Folgemonats zu erfüllen; dies entspricht den gängigen Zeiträumen der Bilanzkreisabrechnung. Sofern die Daten nicht rechtzeitig verfügbar sind, sind die Berechnungen

unverzöglich nachzuholen, spätestens jedoch bis zum 31. Januar des Folgejahres. Dieses Enddatum ist erforderlich, um die Endabrechnung der Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber für das abgelaufene Geschäftsjahr zu ermöglichen.