

Entwurf eines Gesetzes
zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes
und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts

Begründung

A. Allgemeiner Teil

I. Zielsetzung, Notwendigkeit und wesentliche Änderungen

Die Energiewende ist ein richtiger und notwendiger Schritt auf dem Weg in eine Industriegesellschaft, die dem Gedanken der Nachhaltigkeit, der Bewahrung der Schöpfung und der Verantwortung gegenüber kommenden Generationen verpflichtet ist. Zugleich macht sie die Volkswirtschaft unabhängiger von knapper werdenden fossilen Rohstoffen und schafft neue Wachstumsfelder mit erheblichen Arbeitsplatzpotenzialen. Die Energiewende verbindet daher wirtschaftlichen mit sozialem und ökologischem Erfolg und hilft, die Klimaschutzziele der Bundesregierung zu erreichen. Vor diesem Hintergrund wird die Bundesregierung die Entwicklung zu einer Energieversorgung ohne Atomenergie und mit stetig wachsendem Anteil erneuerbarer Energie konsequent und planvoll fortführen.

Die mit diesem Gesetzentwurf vorgelegte grundlegende Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2014) ist eine zentrale Maßnahme für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende. Bis 2050 soll der Anteil der erneuerbaren Energien auf mindestens 80 Prozent steigen. Mit der Novelle des EEG soll der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis 2025 auf 40 bis 45 Prozent und bis 2035 auf 55 bis 60 Prozent gesteigert werden. Um diese Ausbauziele kosteneffizient zu erreichen, ist die vorliegende grundlegende Reform des EEG notwendig. In der Vergangenheit diente das EEG insbesondere der Technologieförderung, um die verschiedenen Formen der erneuerbaren Energien zu testen, zu entwi-

ckeln und zu einem bedeutsamen Baustein der Energieversorgung zu machen. Angesichts des mittlerweile signifikanten Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung ist es nunmehr erforderlich, neben dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien die Bezahlbarkeit der Energiewende für die Bürger sowie die Wirtschaft sicherzustellen und die Belastungen für das Gesamtsystem zu begrenzen. Andernfalls würde die Akzeptanz der Förderung der erneuerbaren Energien und damit auch der Energiewende insgesamt gefährdet.

Um diese Ziele zu erreichen, wird der oben genannte Korridor zum weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien für die verschiedenen Technologien im Gesetz festgelegt. Die Kostenreduktion wird zum einen erreicht durch eine Konzentration auf die kostengünstigen Technologien, zum anderen durch den Abbau von Überförderungen, das Streichen von Boni und die Degression der Fördersätze. Spätestens 2017 soll die Förderhöhe über Ausschreibungen ermittelt werden. Um Erfahrungen mit Ausschreibungen zu sammeln, wird zunächst im Rahmen eines Pilotvorhabens die Förderung von Freiflächenanlagen für Photovoltaik auf ein Ausschreibungssystem umgestellt. Die Integration der erneuerbaren Energien in den Strommarkt wird vorangetrieben, indem die Direktvermarktung grundsätzlich verpflichtend wird. Die Synchronisation mit dem Netzausbau wird durch einen verlässlichen Ausbaupfad erleichtert.

Neben den vorstehend aufgeführten Maßnahmen, die im Wesentlichen der Verbesserung der Kosteneffizienz und der verbesserten Systemintegration dienen, sieht die vorliegende EEG-Novelle ferner Änderungen vor, die zu einer angemessenen Verteilung der Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien führen. Es sollen alle Stromverbraucher in adäquater Weise an den Kosten beteiligt werden, ohne dass dabei die internationale Wettbewerbsfähigkeit der stromintensiven Industrie gefährdet wird. Vor diesem Hintergrund erfolgt eine Konzentration der Besonderen Ausgleichsregelung auf stromintensive Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, sowie eine ausgewogene Regelung für die Eigenversorgung mit Strom.

Die weiteren zentralen Inhalte des Gesetzentwurfs werden unten im Überblick dargestellt (siehe unten IV. 1.).

Soweit in diesem Gesetzentwurf

- von dem EEG 2012 die Rede ist, ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074) in seiner am 31. Juli 2014 geltenden Fassung gemeint, und
- von dem EEG 2009 die Rede ist, ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074) in seiner am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung gemeint.

II. Gesetzgebungskompetenz des Bundes

Die Gesetzgebungskompetenz des Bundes für die Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes durch Artikel 1 dieses Gesetzes einschließlich der Folgeänderungen ergibt sich aus Artikel 74 Absatz 1 Nummer 24 des Grundgesetzes. Die Bestimmungen fallen in den Bereich der Luftreinhaltung (Artikel 74 Absatz 1 Nummer 24 GG). Ziel des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromversorgung, um eine nachhaltige Energieversorgung zu erreichen und so das Klima als Teil der natürlichen Umwelt zu schützen. Ziel und Gegenstand des Gesetzes ist folglich der Klimaschutz (und damit der Schutz der natürlichen Zusammensetzung der Luft). Im Übrigen wird auf die Darstellung der Gesetzgebungskompetenz im Rahmen der Novellierungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 25. Oktober 2008 und 28. Juli 2011 verwiesen.

III. Alternativen

Alternativen wurden im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens intensiv geprüft und verworfen. Die vorliegende Lösung stellt sicher, dass die Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien kostengünstig erreicht werden. Dies ist auch Ergebnis der verschiedenen Studien, die die Bundesregierung im Zusammenhang mit dem Erfahrungsbericht nach § 93 EEG 2014 (§ 65 EEG 2012) vergeben hat. So hat die Bundesregierung zahlreiche wissenschaftliche Vorhaben in Auftrag gegeben, deren Zwischenergebnisse in diesen Gesetzentwurf eingeflossen sind. Dabei wurden die einzelnen Bereiche des EEG (z.B. die finanzielle Förderung der verschiedenen Sparten oder die Direktvermarktung) durch verschiedene wissenschaftliche Institute evaluiert und bewertet. Abschlussberichte dieser Vorhaben werden schrittweise auf der Internetseite des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (<http://www.erneuerbare-energien.de>) veröffentlicht. Dieser Gesetzentwurf reflektiert Empfehlungen der Wissenschaftler. Mit Blick auf die in § 2 EEG 2014 niedergelegten neuen Grundsätze des EEG wurden jedoch nicht alle wissenschaftlichen Empfehlungen übernommen.

Soweit es zu dem bestehenden System der staatlich festgelegten Förderhöhe für die erneuerbaren Energien mit den Ausschreibungsmodellen eine Alternative gibt, sieht dieser Gesetzentwurf vor, dass diese Alternative erprobt (§ 53 EEG 2014) und evaluiert (§ 95 EEG 2014) wird. Weitergehende Alternativen (z.B. die Einführung eines Quotenmodells oder einer technologieneutralen Förderung) wurden geprüft, aber gerade im Hinblick auf die Ziele (§ 1 EEG 2014) und Grundsätze des Gesetzes (§ 2 EEG 2014) verworfen.

IV. Gesetzesfolgen

1. Allgemeine Gesetzesfolgen

Im Folgenden werden die Gesetzesfolgen anhand der zentralen Inhalte der Novelle erläutert:

a) Verlässlicher Ausbaukorridor

Der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch soll von derzeit knapp 25 Prozent bis zum Jahr 2025 auf 40 bis 45 Prozent und bis zum Jahr 2035 auf 55 und 60 Prozent des Stromverbrauchs ansteigen. Dieser Ausbaukorridor gewährleistet einen zielorientierten, stetigen und nachhaltigen Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich. Dies bietet der Branche der erneuerbaren Energien einen verlässlichen Wachstumspfad. Gleichzeitig werden die Kosten für den Ausbau der erneuerbaren Energien begrenzt. Darüber hinaus schafft der Ausbaukorridor Planungssicherheit für die weiteren Akteure der Energiewirtschaft wie Netzbetreiber und Betreiber konventioneller Kraftwerke. Auf diese Weise kann die Systemtransformation optimiert werden und eine bessere Synchronisierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau erfolgen.

Die verschiedenen Stromerzeugungstechnologien im Bereich der erneuerbaren Energien weisen weiterhin technisch und ökonomisch sehr unterschiedliche Eigenschaften auf. Vor diesem Hintergrund werden die Instrumente zur Steuerung des Ausbaus technologiespezifisch ausgestaltet. Dabei erfolgt grundsätzlich eine Konzentration des weiteren Ausbaus auf die kostengünstigeren Technologien, d.h. insbesondere die Windenergie an Land und die Photovoltaik. Ferner wird mit der Windenergie auf See eine Technologie gefördert, bei der ein hohes Kostensenkungspotenzial angenommen werden kann, um so zur Technologieentwicklung beizutragen. Im Einzelnen stellen sich die technologiespezifischen Ausbaukorridore folgendermaßen dar:

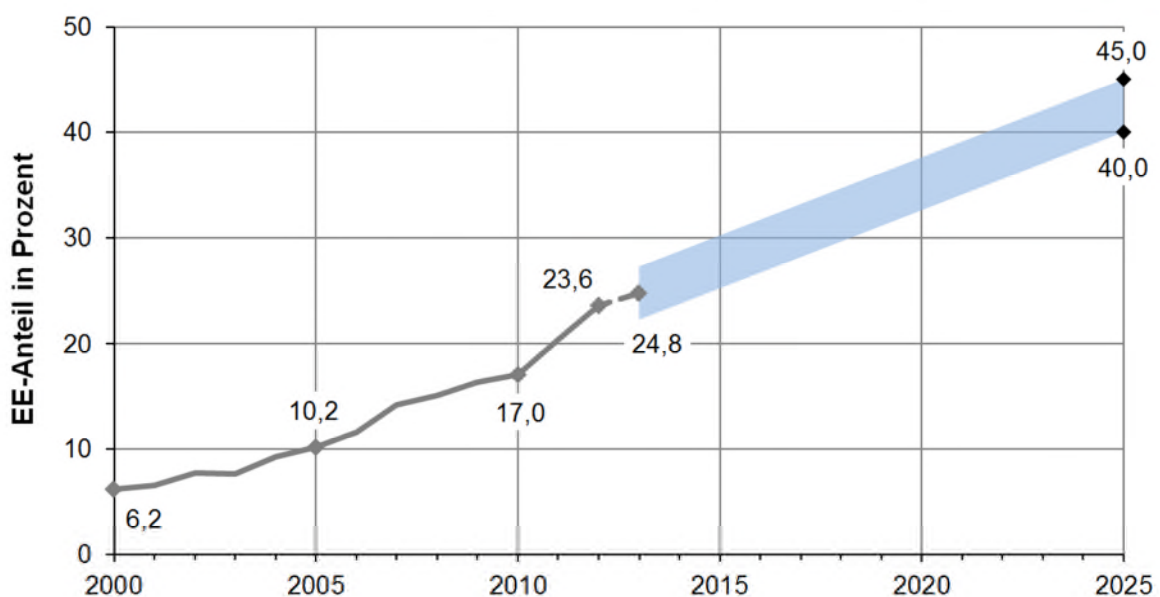
- Bei der Windenergie auf See sollen insgesamt 6,5 GW bis 2020 und 15 GW bis 2030 installiert werden.
- Bei der Windenergie an Land wird ein jährlicher Zubau von bis zu 2,5 GW (brutto) angestrebt.
- Bei der Solarenergie wird ebenfalls ein jährlicher Zubau von 2,5 GW (brutto) angestrebt.
- Bei der Bioenergie sollen die Konzentration auf eine überwiegende Nutzung von Abfall- und Reststoffen sowie eine ambitionierte Degression zu einem Zubau von ca. 100 MW pro Jahr (brutto) führen.

- Bei der Geothermie und Wasserkraft sind aufgrund der Marktentwicklung keine Maßnahmen zur Mengensteuerung erforderlich. Dies gilt auch für die Förderung der Stromerzeugung aus Deponie-, Klär- und Grubengas.

In den letzten fünf Jahren betrug die jährliche Steigerung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durchschnittlich 11 TWh. In dieser Größenordnung bewegt sich auch der bereits im Koalitionsvertrag festgelegte und mit diesem Gesetz umgesetzte Korridor für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich. Der in § 3 EEG 2014 verankerte Ausbaupfad führt somit nicht zu einer Reduzierung des Ausbautempos. Vielmehr konzentriert sich der Ausbau auf die kostengünstigeren Technologien wie Windenergie an Land und Photovoltaik. Im Einzelnen wird der Ausbau von Windenergieanlagen an Land von ca. 2.000 MW pro Jahr im Durchschnitt der letzten Jahre auf 2.500 MW pro Jahr gesteigert. Der jährliche Zubau von Photovoltaikanlagen wird vom sehr hohen Niveau der letzten Jahre auf ein korridorconformes Ausbautempo von 2.500 MW zurückgeführt.

Das durchschnittliche Wachstum der erneuerbaren Energien seit Einführung des EEG im Jahr 2000 betrug, bezogen auf den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch, etwa 1,4 Prozentpunkte pro Jahr. Der Ausbaukorridor setzt diesen Wachstumstrend konsequent fort und spannt sich zwischen den Werten für Ende 2013 und dem oberen und unteren Korridorziel für 2025 auf. Die Entwicklung des Ausbaus der erneuerbaren Energien als Anteile am Bruttostromverbrauch in den letzten Jahren und den vorgeschlagenem Ausbaukorridor bis zum Jahr 2025 zeigt die nachfolgende Abbildung (zu weiteren Ausführungen zum Ausbaupfad siehe unten im Besonderen Teil, zu § 3 EEG 2014):

Erneuerbarer Anteil am Bruttostromverbrauch bis 2014 und Zielkorridor bis 2025



b) Integration der erneuerbaren Energien in den Strommarkt

aa) Verpflichtende Direktvermarktung, Marktprämie

Durch den Umstand, dass die Direktvermarktung für neue Anlagen verpflichtend wird, wird die Integration der erneuerbaren Energien in den nationalen und europäischen Strommarkt deutlich verbessert. Damit sich alle Marktakteure auf die verpflichtende Direktvermarktung einstellen können, erfolgt die Einführung in Stufen. Außerdem wird eine Bagatellgrenze eingeführt. Danach müssen

- ab 1. August 2014: alle Neuanlagen ab einer Leistung von 500 kW,
- ab 1. Januar 2016: alle Neuanlagen ab einer Leistung von 250 kW und
- ab 1. Januar 2017: alle Neuanlagen ab einer Leistung von 100 kW

ihren Strom direkt vermarkten.

Die bislang gewährte Managementprämie entfällt und wird angemessen in die Förderung eingepreist. Dadurch können die Gesamtförderkosten im Sinne der Kosteneffizienz gesenkt werden.

Im Rahmen der verpflichtenden Direktvermarktung wird eine sogenannte „Ausfallvermarktung“ eingeführt. Danach können Anlagenbetreiber, die ihren Strom vorübergehend nicht direkt vermarkten können, z.B. im Fall einer Insolvenz ihres Direktvermarktungsunternehmers, ihren Strom den Übertragungsnetzbetreibern andienen, die als Ausfallvermarkter einspringen. Hiermit soll keine allgemeine „Wahloption“ geschaffen werden, sondern eine Notfalllösung, die nur im Ausnahmefall greifen soll. Deshalb erhalten sie hierfür lediglich 80 Prozent des Wertes, den sie insgesamt in der Marktprämie erzielt hätten. Dadurch können im Vergleich zu einer verpflichtenden Direktvermarktung ohne Ausfallvermarktung die Kosten der Risikoübernahme der Anlagenbetreiber, die sich in entsprechenden Finanzierungskosten widerspiegeln, deutlich gesenkt werden. Gleichzeitig besteht durch die Begrenzung der Einspeisevergütung in Ausnahmefällen auf 80 Prozent des Wertes, den sie insgesamt in der Marktprämie erzielt hätten, ein starker ökonomischer Anreiz, die Ausfallvermarktung nur im Notfall in Anspruch zu nehmen und möglichst zügig wieder in die für einen dauerhaften wirtschaftlichen Anlagenbetrieb erforderliche Direktvermarktung zurück zu wechseln. Auf diese Weise wird das Ziel der verbesserten Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien erreicht, ohne dass die Finanzierungskosten signifikant ansteigen.

Für Bestandsanlagen bleibt die Direktvermarktung wie bisher optional, sie wird jedoch ab 1. Januar 2015 an die Fernsteuerbarkeit der Anlagen geknüpft. Die Managementprämie für diese Anlagen wird ab 2015 in Anbetracht der erzielten weiteren Kostensenkungen bei den

Vermarktungskosten abgesenkt (auf 0,40 Cent/kWh bei fluktuierenden erneuerbaren Energien).

bb) Grünstromprivileg

Mit diesem Gesetz wird das Grünstromprivileg einschließlich des sogenannten „solaren Grünstromprivilegs“ (§ 39 EEG 2012) nicht weitergeführt und daher mit Wirkung vom 1. August 2014 aufgehoben. Das Grünstromprivileg wurde mit dem EEG 2000 eingeführt und stellte neben der Marktprämie die zweite geförderte Form der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien dar. Seine heutige Bedeutung ist gering: Das Grünstromprivileg wird im Jahr 2014 nur noch von wenigen Elektrizitätsversorgungsunternehmen in vergleichsweise geringem Umfang genutzt. Während in der Marktprämie im Jahresdurchschnitt 2013 rund 32.500 MW installierter Leistung – mit steigender Tendenz – gemeldet waren, wurden im Jahresdurchschnitt 2013 nur etwa 1.000 MW Erzeugungskapazität über das Grünstromprivileg vermarktet, mit zuletzt stark sinkender Tendenz. Die Prognose der Übertragungsnetzbetreiber vom 15. Oktober 2013 unterstellt für das Jahr 2014 lediglich eine direkt vermarktete Strommenge von rund 3 TWh im Grünstromprivileg. Dies sind rund 2 Prozent der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

Mit der Abschaffung des Grünstromprivilegs wird die Vereinbarung aus dem Koalitionsvertrag zur 18. Legislaturperiode umgesetzt. Sie hat sowohl ökonomische als auch rechtliche Gründe. Gegen das Grünstromprivileg hat die EU-Kommission europarechtliche Bedenken, weil Elektrizitätsversorgungsunternehmen nur dann privilegiert, wenn sie Strom von heimischen Grünstromproduzenten kaufen. Unabhängig von der Frage der Rechtmäßigkeit ist die Streichung des Grünstromprivilegs auch aus ökonomischer Sicht sinnvoll, da die Förderung über das Grünstromprivileg deutlich teurer ist als die Direktvermarktung in der Marktprämie: Die Marktprämie hat sich als das kosteneffizientere Direktvermarktungsinstrument erwiesen, während das Grünstromprivileg vor allem von kostengünstigen erneuerbaren Energien genutzt wird, die über das Grünstromprivileg attraktivere Einnahmen erzielen können als über die grundsätzlich bereits auskömmliche Einspeisevergütung oder Marktprämie. Das Grünstromprivileg fördert zudem die Entsolidarisierung der Kostentragung, da die EEG-Umlagekosten, die nicht auf die im Grünstromprivileg privilegierten Strommengen umgelegt werden können, auf die Schultern der übrigen Stromverbraucher verteilt werden müssen.

c) Ausschreibungen als neues Förderinstrument

Mit dem Ausschreibungsmodell für Freiflächenanlagen für Photovoltaik sollen im Rahmen eines Pilotvorhabens Erfahrungen mit Ausschreibungen zur Ermittlung der Förderhöhe für EEG-Anlagen gesammelt werden. Damit wird die gesamte Förderung von Freiflächenanla-

gen auf Ausschreibungen umgestellt. Die ausgeschriebenen Mengen in der Größenordnung von jährlich 400 MW werden auf den Zielkorridor angerechnet.

Der wesentliche Vorteil von Ausschreibungen besteht in der wettbewerblichen Ermittlung der Förderhöhen. Die Pilotausschreibung bezieht sich mit Freiflächenanlagen auf eine Technologie, die in besonderem Maße für einen schnellen Start von Ausschreibungen geeignet ist. Dieses Technologiesegment weist im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien relativ kurze Planungs- und Genehmigungszeiträume mit vergleichsweise geringen spezifischen Investitionen im Planungsprozess auf.

Auf Grundlage der Erfahrungen mit dem Pilotvorhaben bei Freiflächenanlagen soll spätestens 2017 die Förderhöhe für erneuerbare Energien generell im Rahmen von Ausschreibungen wettbewerblich ermittelt werden. Über die Erfahrungen mit Ausschreibungen wird die Bundesregierung dem Bundestag berichten; hierzu ist eine gesetzliche Berichtspflicht vorgesehen.

d) Finanzielle Förderung der einzelnen Sparten

aa) Windenergie an Land

Durch die Kürzung der Förderung für Windenergieanlagen an Land soll die bestehende Überförderung, die insbesondere an windstarken Standorten besteht, abgebaut werden. Gleichzeitig wird durch die Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells sichergestellt, dass an guten Binnenlandstandorten weiterhin ein wirtschaftlicher Betrieb von Windenergieanlagen möglich ist. Durch die Einführung des „atmenden Deckels“ soll analog zur Photovoltaik erreicht werden, dass sich der tatsächliche Ausbau auf dem vorgesehenen Ausbaupfad bewegt und diesen nicht dauerhaft über- oder unterschreitet.

bb) Windenergie auf See

Bei der Windenergie auf See erleichtert die Verlängerung des sogenannten Stauchungsmodells um zwei Jahre bis zum 31. Dezember 2019 die weitere Entwicklung dieser Technologie. Gleichzeitig wird entsprechend der zu erwartenden Technologieentwicklung und den damit verbundenen Kostensenkungen in den Jahren 2018 und 2019 die Förderung um jeweils 1 Cent/kWh abgesenkt, um die Förderkosten zu begrenzen. Damit das sogenannte Basismodell, das durch eine längere Förderdauer bei niedrigeren Vergütungssätzen gekennzeichnet ist, für Investoren im Vergleich zum Stauchungsmodell wirtschaftlich attraktiv bleibt, fällt die Degression im Basismodell geringer aus als im Stauchungsmodell. Auf diese Weise werden zugleich Strukturbrüche beim Auslaufen des Stauchungsmodells verhindert. Zudem wirkt sich diese Maßnahme stabilisierend auf die mittelfristige Entwicklung der EEG-Umlage

aus. Ebenfalls zur Begrenzung der EEG-Umlage wird im Energiewirtschaftsgesetz eine mengenmäßige Begrenzung der an Betreiber von Windenergieanlagen auf See zu vergebenden Netzanbindungskapazitäten eingeführt und so der Ausbau dieser Technologie auf den realistischen Pfad von 6,5 Gigawatt installierter Leistung bis 2020 und 15 Gigawatt bis 2030 festgelegt.

cc) Photovoltaik

Im Bereich der Photovoltaik haben sich die Regelungen der sogenannten „PV-Novelle 2012“ (Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien vom 17. August 2012, BGBl. I S. 1754) grundsätzlich bewährt. Die mit dem EEG 2014 vorgenommenen Änderungen kompensieren im Wesentlichen die vorgesehene Kostenbeteiligung bei der Eigenversorgung mit Strom, damit die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Anlagen grundsätzlich gewahrt bleibt und der vorgesehene Ausbaukorridor eingehalten wird.

dd) Biomasse

Bei der Biomasse führt die Konzentration der Förderung auf Abfall- und Reststoffe zu einer Begrenzung der Kosten des weiteren Ausbaus der Biomasse, die insgesamt eine der teuersten Technologien ist und kaum Kostensenkungspotenziale aufweist. Um einen kosteneffizienten Ausbau zu gewährleisten, wird die Erweiterung bestehender Biogasanlagen nur noch mit dem Börsenmarktwert gefördert. Die vorgesehene Degression, die automatisch greift, wenn der Zubau von Biomasseanlagen in zwölf Monaten über 100 MW liegt, soll die Einhaltung des vorgesehenen Ausbaupfads gewährleisten und somit ebenfalls die Kosten des weiteren Ausbaus begrenzen. Darüber hinaus dient die Begrenzung des weiteren Biomasseausbaus der Erhaltung der biologischen Vielfalt und soll vermeiden, dass bestehende Nutzungskonkurrenzen verschärft werden. Durch die Regelungen zur Flexibilisierung der bestehenden und neuen Biogasanlagen werden die Anreize erhöht, die Stromerzeugung flexibler am Strommarkt auszurichten. Infolgedessen werden die Gesamtkosten der Stromerzeugung aus Biogas verringert.

ee) Wasserkraft und Geothermie

Die Förderung der Wasserkraft und der Geothermie wird im Grundsatz in der bestehenden Form fortgeführt, da aufgrund der Marktentwicklung keine Maßnahmen zur Mengensteuerung erforderlich sind. Die vorgenommenen Änderungen dienen im Wesentlichen der Vereinfachung der Förderung.

e) Angemessene Kostenverteilung

aa) Besondere Ausgleichsregelung

Durch die Änderungen bei der Besonderen Ausgleichsregelung bleibt einerseits die Wettbewerbsfähigkeit der stromintensiven Industrie gewährleistet, so dass die Arbeitsplätze in der stromintensiven Industrie erhalten werden. Andererseits bewirken die Regelungen, dass die stromintensive Industrie in angemessener Weise an den Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien beteiligt wird. Die Regelung wird an die Vorgaben der neuen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der Europäischen Kommission, die zum 1. Juli 2014 in Kraft treten sollen, angepasst.

bb) Eigenversorgung mit Strom

Durch die grundsätzliche Beteiligung der Eigenversorgung mit Strom mit Ausnahme des Kraftwerkseigenverbrauchs an der EEG-Umlage wird gewährleistet, dass die Ausbaurkosten der erneuerbaren Energien angemessen auf alle Akteure verteilt werden. Hierdurch wird die Finanzierungsbasis der EEG-Umlage erweitert und die Höhe der EEG-Umlage für alle Stromverbraucher begrenzt. Zudem wird die aus einzelwirtschaftlicher Sicht bestehende Attraktivität der Eigenversorgung, die aus gesamtwirtschaftlicher Sicht vielfach mit einer Erhöhung der Gesamtkosten des Energiesystems verbunden ist, verringert. Die Wirtschaftlichkeit von Erneuerbare-Energien-Anlagen und KWK-Anlagen wird gewahrt. Die Bagatellgrenze für Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 10 kW und weniger als 10 MWh Eigenversorgung im Jahr vermeidet einen unverhältnismäßig hohen Aufwand zur Umsetzung der Neuregelung der Eigenversorgung bei Kleinanlagen. Ausnahmen werden für bereits bestehende Eigenversorgungskonzepte vorgesehen. Diese wurden nicht allein durch die hohe EEG-Umlage angereizt und sollen vor diesem Hintergrund bestehen bleiben.

f) Transparenz, insbesondere Einrichtung eines zentralen Anlagenregisters

Die Transparenz wird im Bereich der erneuerbaren Energien mit dieser Novelle deutlich erhöht: Die Novelle legt die Grundlagen für ein allgemeines Anlagenregister für erneuerbare Energien und Grubengas, das den Ausbau öffentlich dokumentieren wird. Dies flankiert die Einführung und Umsetzung des Ausbaupfads und erleichtert die Steuerung des Ausbaus der erneuerbaren Energien entsprechend dem Ausbaukorridor, schafft die notwendigen energiewirtschaftlichen Informationen und erleichtert dadurch die Systemintegration. Darüber

hinaus wird mit einer transparenten Darstellung an zentraler Stelle der Ausbau nicht zuletzt auch für die Bürger nachvollziehbarer, was zur Akzeptanz der Energiewende beiträgt.

Das Anlagenregister wird auf Grund des § 90 EEG 2014 durch die Anlagenregisterverordnung eingeführt, die zeitgleich vorgelegt wird. Infolge dessen werden durch diesen Gesetzentwurf zugleich die verschiedenen Registrierungspflichten für die Anlagenbetreiber gebündelt und in das neue allgemeine Anlagenregister zusammengeführt. Diese Bündelung dient zugleich der Rechtsvereinfachung und dem Bürokratieabbau.

g) Weitere Inhalte

Das Berichtswesen wird neu geordnet. Der nächste Erfahrungsbericht wird 2018 vorgelegt. Ein Zwischenbericht soll bis Mitte 2016 die Erfahrungen mit Ausschreibungsmodellen darlegen, um den Systemwechsel zu den Ausschreibungen vorzubereiten. Die Inhalte des Monitoringberichts werden konkretisiert. Andere Berichte sind neben diesen erweiterten und umfassenden Berichten nach den §§ 93 bis 95 EEG 2014 in der Regel nicht mehr erforderlich und können daher weitgehend gestrichen werden; dies betrifft auch Berichtspflichten in den nachgelagerten Verordnungen und dient zugleich der Rechtsbereinigung.

Die Novelle zeichnet zudem den beschlossenen Neuzuschnitt der einzelnen mit der Energiewende betroffenen Bundesministerien nach.

2. Entwicklung der Kosten und volkswirtschaftliche Aspekte

a) Entwicklung der EEG-Umlage

Ein wesentliches Ziel dieser Gesetzesnovelle ist, die bisherige Kostendynamik des EEG zu durchbrechen. Die EEG-Umlage soll zu diesem Zweck in den nächsten Jahren auf dem heutigen Niveau stabilisiert werden. Dies wird unter anderem erreicht durch den berechenbaren und im Gesetz festgelegten Ausbaukorridor nach § 3 EEG 2014. Dabei wird der Ausbau der erneuerbaren Energien auf die kostengünstigen Technologien konzentriert. Ferner werden die Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien verbessert, bestehende Überförderungen abgebaut, Boni gestrichen und die Fördersätze durchgehend degressiv ausgestaltet. Des Weiteren sollen alle Stromverbraucher angemessen an den Kosten der Energiewende beteiligt werden, ohne die internationale Wettbewerbsfähigkeit der stromintensiven Industrie oder die intermodale Wettbewerbsfähigkeit des Schienenverkehrs zu gefährden.

Die EEG-Umlage wird in der öffentlichen Diskussion vielfach als Indikator für die Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien herangezogen. Allerdings hängt die Höhe der EEG-Umlage

nicht nur von den Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien, sondern auch wesentlich von anderen Faktoren ab:

Nach dem in der Ausgleichsmechanismusverordnung vorgegebenen Verfahren ergeben sich die EEG-Differenzkosten im Wesentlichen als Differenz zwischen der an die Anlagenbetreiber geleisteten finanziellen Förderung und den Erlösen aus der Vermarktung des EEG-Stroms an der Börse, soweit dieser von den Übertragungsnetzbetreibern dort vermarktet wird. Die Höhe der Differenzkosten hängt einerseits von der Höhe der finanziellen Förderung, also insbesondere der Marktprämie und der festen Einspeisevergütung, und andererseits von dem in Abzug zu bringenden Wert der an der Börse von den Übertragungsnetzbetreibern vermarkteten EEG-Strommengen ab. So führen sinkende Strompreise an der Börse zu geringeren Einnahmen beim Verkauf des EEG-Stroms an der Börse und damit zu einem Anstieg der EEG-Differenzkosten (und umgekehrt).

Die letztlich anfallenden EEG-Differenzkosten werden anteilig auf die insgesamt umlagepflichtige Strommenge EEG-umlagepflichtigen Strom umgelegt. Dieser Quotient, die EEG-Umlage, wird wesentlich auch davon bestimmt, wie sich der Letztverbrauch entwickelt. Vermindert sich diese Größe, z.B. durch Sonderregelungen im EEG (Besondere Ausgleichsregelung nach den §§ 60 ff. EEG) oder gezielte Ausweichstrategien (wie Steigerung der Eigenversorgung), erhöht sich die EEG-Umlage. In die entgegengesetzte Richtung wirkt es sich hingegen aus, dass künftig die bisher nicht umlagepflichtige Eigenversorgung mit Strom grundsätzlich in die Umlage einbezogen wird.

Diese Ausführungen verdeutlichen, dass im Endeffekt eine Vielzahl von Einflussfaktoren auf die Höhe der EEG-Umlage wirkt. Diese ergeben sich teilweise aus dem EEG selbst (z.B. die Höhe der Fördersätze). Teilweise wird die Höhe der EEG-Umlage aber auch durch exogene Entwicklungen beeinflusst, die nicht in direktem Zusammenhang mit dem EEG stehen. So hängt z.B. der Börsenstrompreis, der wesentlich für die Höhe der Vermarktungserlöse des EEG-Stroms ist, unter anderem von den Preisentwicklungen für fossile Energieträger oder den Preisen für CO₂-Zertifikate ab.

Vor dem Hintergrund der zahlreichen Einflussfaktoren und den damit verbundenen erheblichen Prognoseunsicherheiten hinsichtlich dieser Einflussfaktoren sind Abschätzungen zur künftigen Entwicklung der EEG-Umlage selbst auf kurze Zeit mit starken Unsicherheiten behaftet. Gleichwohl kann festgehalten werden, dass unter sonst gleichen Bedingungen die vorgeschlagenen Änderungen die EEG-Umlage stabilisieren. Dies spiegelt sich unter anderem in dem Rückgang der Durchschnittsvergütungen für Neuanlagen wider, worauf im Folgenden eingegangen wird.

b) Entwicklung der Durchschnittsförderung

Die durchschnittlichen EEG-Vergütungssätze des Anlagenbestandes lassen sich auf Basis der „Prognose der EEG-Umlage 2014 nach AusglMechV“ der Übertragungsnetzbetreiber berechnen. Demnach wurden im Jahr 2013 an die Anlagenbetreiber Vergütungen in Höhe von ca. 22,8 Mrd. Euro gezahlt. Bei einer für 2013 prognostizierten EEG-Stromeinspeisung von 132,5 TWh (ohne Direktvermarktung im Rahmen des bisherigen Grünstromprivilegs und ohne die sonstige Direktvermarktung) ergibt sich ein durchschnittlicher EEG-Vergütungssatz von ca. 17 Cent/kWh für den Anlagenbestand. Für Neuanlagen kann auf Basis der Prognose der Übertragungsnetzbetreiber geschätzt werden, dass der durchschnittliche Vergütungssatz für EEG-Anlagen, die 2013 installiert wurden, einschließlich der Managementprämie ca. 14,6 Cent/kWh beträgt.

Unter Berücksichtigung des zu erwartenden Zubaus der verschiedenen erneuerbaren Energien im Rahmen des verlässlichen Ausbaukorridors mit der Konzentration auf die kostengünstigeren Technologien Photovoltaik und Windenergie an Land sowie der vorgesehenen Absenkungen der Einspeisevergütungen lässt sich die durchschnittliche Förderung von Neuanlagen, die 2015 ans Netz gehen, auf ca. 12 Cent/kWh abschätzen. Dieser gewichtete Durchschnitt ergibt sich aus den Vergütungen für Windenergie auf See (19,4 Cent/kWh), Biomasse (ca. 14 Cent/kWh), Photovoltaik (ca. 10,5 Cent/kWh) und Wind an Land (8,9 Cent/kWh).

c) Investitionen, Beschäftigungswirkungen und weitere gesamtwirtschaftliche Effekte

Der Umbau der Energieversorgung im Rahmen der Energiewende bietet enorme Potenziale für Innovationen, Wachstum und Beschäftigung. Die Bedeutung der erneuerbaren Energien als Wirtschaftsfaktor in Deutschland verdeutlicht unter anderem die Höhe der Investitionen. Im Bereich der erneuerbaren Energien ist für das Jahr 2012 ein Investitionsvolumen von rund 19,5 Mrd. Euro zu verzeichnen. Hiervon entfallen allein 16,5 Mrd. Euro auf den Stromsektor, was im Wesentlichen auf das EEG zurückzuführen ist. Hinzu kommen Umsätze aus erneuerbaren Brennstoffen sowie Betrieb und Wartung der installierten Anlagen in Milliardenhöhe.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien löst nicht nur Investitionen aus, sondern entfaltet auch unmittelbare positive Beschäftigungswirkungen. Vorliegende Schätzungen für den Bereich der erneuerbaren Energien berücksichtigen neben der Energieerzeugung auch Liefer- und Leistungsverflechtungen. Insgesamt weist die Bruttobeschäftigung, die den erneuerbaren Energien zugeordnet werden kann, im Jahr 2012 rund 377.800 Personen auf. Mit 268.000 Beschäftigten waren gut zwei Drittel der Arbeitsplätze auf die Wirkung des EEG zu-

rückzuführen, was die Bedeutung dieses Förderinstruments für den deutschen Arbeitsmarkt untermauert. Bei einer Gesamtbetrachtung der Beschäftigungswirkungen sind diesen positiven Beschäftigungswirkungen zwar negative Beschäftigungseffekte gegenüberzustellen (z.B. negative Beschäftigungseffekte infolge der Verdrängung konventioneller Energieerzeugung). Gleichwohl sind die Nettobeschäftigungseffekte des Ausbaus der erneuerbaren Energien insgesamt deutlich positiv.

Darüber hinaus ist der Ausbau der erneuerbaren Energien mit weiteren Nutzenwirkungen verbunden. Hierzu gehören vor allem vermiedene Klimaschäden, ein verringerter Einsatz fossiler Brennstoffe, was die Abhängigkeit Deutschlands von Energieimporten verringert und eine insgesamt nachhaltigere und risikoärmere Energieversorgung.

3. Auswirkungen auf Klima und Umwelt

Das EEG leistet einen wichtigen Beitrag zur Reduktion der Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen und somit zur Vermeidung von externen Schadenskosten. Denn im Vergleich zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verursacht die Stromerzeugung durch fossile Energieträger deutlich höhere Klima- und Umweltschäden. Durch den Einsatz erneuerbarer Energien konnte im Jahr 2012 die Emission von insgesamt rund 145 Mio. t CO₂-Äquivalenten vermieden werden. Davon entfielen rund 102 Mio. t auf den Stromsektor. Ein Großteil dieser positiven Wirkungen ist auf das EEG zurückzuführen.

Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien sind außerdem Auswirkungen auf Natur und Landschaft verbunden. Diese werden in der Regel durch das Fachrecht (Agrar- und Umweltrecht) geprüft und zugleich bei der Zulassung der Anlagen und bei der Raum- und Bauleitplanung berücksichtigt. Vor diesem Hintergrund sind durch das EEG nur punktuelle Sonderbestimmungen zum Umwelt- und Naturschutz erforderlich. Dies gilt insbesondere für die Nutzung der Biomasse: So werden durch die Konzentration der weiteren Förderung der Stromerzeugung auf Abfall- und Reststoffe negative natur- und umweltrelevante Auswirkungen durch den Anbau nachwachsender Rohstoffe begrenzt. Dies vermindert insbesondere die bislang bestehenden negativen Auswirkungen auf die Biodiversität.

4. Vereinbarkeit mit der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie

Bei der Erarbeitung des Gesetzentwurfs wurden die Ziele und Managementregeln der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie berücksichtigt. Nach Überprüfung der zehn Managementregeln der Nachhaltigkeit und der 21 Schlüsselindikatoren für eine nachhaltige Entwicklung erweist sich der Gesetzentwurf als vereinbar mit der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie.

Der Gesetzesentwurf verfolgt mehrere Ziele: Hierzu zählen der weitere stetige und planbare Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich, die Integration der erneuerbar erzeugten Strommengen in das Energieversorgungssystem zu möglichst geringen volkswirtschaftlichen Kosten und die Sicherstellung der Bezahlbarkeit der Energiewende für die Bürger sowie die Wirtschaft. Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien steht somit im Einklang mit den Indikatorbereichen 1 bis 3 der Nachhaltigkeitsindikatoren zur Generationengerechtigkeit (Ressourcenschonung, Klimaschutz, erneuerbare Energien). Durch die Festlegung des Ausbaukorridors für erneuerbare Energien und die Konzentration auf die kostengünstigen Technologien wird dafür gesorgt, dass die Energiewende bezahlbar bleibt und einer Überförderung entgegengewirkt wird, wodurch die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der Stromkunden berücksichtigt wird (Indikatorbereich 10). Dem Aspekt der Wirtschaftlichkeit und Sozialverträglichkeit dienen auch die Streichung des Grünstromprivilegs, die Beteiligung des Eigenversorgers an der EEG-Umlage und die Änderungen an der Besonderen Ausgleichsregelung, da mit diesen Änderungen die aus der Förderung erneuerbarer Energien entstehenden Differenzkosten angemessen auf möglichst viele Schultern verteilt werden.

Neben der Durchbrechung der Kostendynamik im Bereich der erneuerbaren Energien gewährleistet der Ausbaukorridor einen zielorientierten, stetigen und nachhaltigen Ausbau der erneuerbaren Energien und gewährleistet somit Planungssicherheit und verlässliche Investitionsbedingungen für die Akteure auf dem Energiemarkt (Indikatorbereich 7). Ein wichtiger Baustein in diesem Zusammenhang ist die Einführung eines Anlagenregisters, das durch die Bereitstellung der notwendigen energiewirtschaftlichen Informationen sowohl die Steuerung des Ausbaus entsprechend dem Ausbaukorridor als auch die Systemintegration erneuerbarer Energien erleichtert (Indikatorbereiche 3a und 3b). Zum Ziel der Integration der erneuerbaren Energien in den Strommarkt und damit zur Entwicklung einer zukunftsfähigen Energieversorgung (Indikatorbereich 3) trägt als weitere zentrale Maßnahme des Gesetzesentwurfes auch die Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung bei.

Durch die Förderung der Windenergie auf See als Technologie, bei der hohe Kostensenkungspotenziale angenommen werden, wird Innovation bei der Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien gefördert, um die Zukunft der Energieversorgung mit neuen Lösungen zu gestalten (Indikatorbereich 8). Ebenfalls dem Indikatorbereich der Innovation dient die Einführung eines Ausschreibungsmodells für Photovoltaik-Freiflächenanlagen im Rahmen eines Pilotvorhabens. Hiermit sollen Erfahrungen mit diesem alternativen Fördermodell für erneuerbare Energien gesammelt werden, um spätestens 2017 die Förderhöhe für erneuerbare Energien generell im Rahmen von Ausschreibungen zu ermitteln.

5. Erfüllungsaufwand

Die nachfolgenden Tabellen stellen die Maßnahmen des Gesetzentwurfs dar, die den bisherigen Erfüllungsaufwand der Wirtschaft und der Verwaltung im Bereich des EEG verändern: In den Tabellen 1 und 3 werden die neu hinzu kommenden Maßnahmen aufgeführt, die den Erfüllungsaufwand jeweils für die Wirtschaft und die Verwaltung erhöhen; in den Tabellen 2 und 4 wird jeweils der wegfallende Erfüllungsaufwand aufgeführt. Eine Quantifizierung des jeweiligen Erfüllungsaufwands erfolgt nach der Länder- und Verbändeanhörung, auch im Lichte der Stellungnahmen der betroffenen Wirtschaftsverbände. Auch werden die Auswirkungen der Fortentwicklung der Besonderen Ausgleichsregelung auf den Erfüllungsaufwand der Wirtschaft und der Verwaltung im weiteren Verfahren nachgetragen.

Tabelle 1: Neuer Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Lfd. Nr.	Regelung	Vorgabe	Normadressat	Zu erwartende Fälle	Erfüllungsaufwand (Veränderung)
1	§ 6, § 24 Abs. 1, EEG 2014	Registrierung von Anlagen	Anlagenbetreiber	Der Erfüllungsaufwand, der durch die Einführung des Anlagenregisters entsteht, wird in der Anlagenregisterverordnung dargestellt.	
2	§ 21 Abs. 2 Satz 2 EEG 2014	Übermittlung des Bilanzkreises beim Wechsel (Erweiterung einer bestehenden Informationspflicht)	Anlagenbetreiber		
3	§ 33 Nr. 2, § 34 EEG 2014	Fernsteuerbarkeit von Anlagen als Anspruchsvoraussetzung der Marktprämie.	Anlagenbetreiber		
4	§ 36, § 21 Abs. 1 S. 2, Abs. 2 Nr. 1 EEG 2014	Mitteilung Inanspruchnahme Einspeisevergütung in Ausnahmefällen	Anlagenbetreiber		
5	§ 51 Abs. 1 EEG 2014	Flexibilitätszuschlag	Anlagenbetreiber / Netzbetreiber		Die erforderlichen Angaben zur Inanspruchnahme des Flexibilitätszuschlags (installierte Leistung der Anlage, Inanspruchnahme einer finanziellen Förderung nach § 19 in Verbindung mit § 42 oder § 43) sind dem Netzbetreiber bereits über die Registrierung im Anlagenregister (lfd. Nr. 1) sowie über die Inanspruchnahme der finanziellen Förderung bekannt, so dass für § 51 Abs. 1 EEG 2014 kein zusätzlicher Erfüllungsaufwand entsteht

6	§ 58 EEG 2014	Beteiligung der Eigenversorgung an der EEG-Umlage			
7	§ 57 Abs. 5 EEG 2014	Abfrage Daten über Eigenversorgung	Übertragungsnetzbetreiber		
8	§ 70 Satz 2 EEG 2014	Bilanzkreisscharfe Mitteilung von Energiemengen	Elektrizitätsversorgungsunternehmen	Rd. 900 pro Jahr	
9	§ 70 Satz 4 EEG 2014	Einführung vollständig automatisierter elektronischer Datenübermittlung ab 1.1.2016	Übertragungsnetzbetreiber		
10	§ 68 Abs. 1 Nr. 1a, c EEG 2014	Datenübermittlungspflichten gegenüber ÜNB	Netzbetreiber		
11	Nummer 1 Buchstabe a bis d der Anlage 3 zum EEG 2014	Nachweispflichten zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie	Anlagenbetreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas, die bisher noch nicht die Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG 2012 in Anspruch genommen haben.		

Tabelle 2: Weggefallener Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Lfd. Nr.	Regelung	Inhalt	Normadressat	Zu erwartende Fälle	Erfüllungsaufwand (Veränderung)
1	§ 12	Klarstellung durch neuen § 9 Abs. 1 S. 2, § 98 Abs. 11 EEG 2014 gegenüber bisheriger Regelung zur Möglichkeit der Nutzung einer gemeinsamen technischen Einrichtung.	Anlagenbetreiber (auch Bestandsanlagen)		
2	§ 6 Abs. 4 S. 2 EEG 2012	Befreiung sämtlicher Biogasanlagen von den Verpflichtungen nach § 9 Abs. 5 S. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2014 beim Einsatz fester oder flüssiger Gülle.	Anlagenbetreiber von Biogasanlagen bei ausschließlichem Einsatz von Gülle		
3	§ 6 Abs. 4 S. 2 EEG 2012	Befreiung von Bioabfallvergärungsanlagen von der Pflicht nach § 9 Abs. 5 S. 1 Nr. 2 EEG 2014.	Anlagenbetreiber von Bioabfallvergärungsanlagen, die eine Förderung nach § 27a in Anspruch nehmen		
4	§ 27 Abs. 3 EEG 2012	Wegfall der besonderen Vergütungsvoraussetzungen	Anlagenbetreiber von Biomasseanlagen		
5	§ 27 Abs. 5, 1.Hs. i.V.m. Abs. 1 und Abs. 2, Abs. 6 Nr. 4, § 27a EEG 2012	Nachweisführung zum Erhalt der Grundvergütung bzw. der einsatzstoffbezogenen Vergütung darüber, welche Biomasse eingesetzt wird und dass keine anderen Stoffe eingesetzt werden (Einsatzstoff-Tagebuch)	Anlagenbetreiber von Biomasseanlagen	7.500	Aus Bestandsmessung: Kosten pro Jahr: 152.000 € Zeitaufwand 30 Min., Lohnsatz 40,40 EUR
6	§ 27c Abs. 2, Anlage 1	Wegfall des Gasaufberei-	Netzbetreiber		

	EEG 2012	tungs-Bonus			
7	§ 28 Abs. 2 EEG 2012	Wegfall des Petrothermal-Bonus	Netzbetreiber		
8	§ 30 EEG 2012	Wegfall des Repowering-Bonus	Netzbetreiber		
9	§ 33d Abs. 2 – 4; § 33f EEG 2012	Reduzierung der Fallzahl der Mitteilung von Wechslen zwischen den verschiedenen Veräußerungsformen wegen der verpflichtenden Direktvermarktung und der Streichung des Grünstromprivilegs	Netzbetreiber; Anlagenbetreiber	11.350	Aus Bestandsmessung: Kosten pro Jahr: 40.000 € Gesamtzeit in Min. pro Fall: 5,00
10	§ 33g Abs. 1 S. 2 Hs. 2 EEG 2012	Streichung der Pflicht zur monatlichen Meldung der tatsächlich eingespeisten und abgenommenen Strommenge	Anlagenbetreiber		
11	Managementprämie entfällt	Einpreisung der Managementprämie	Netzbetreiber		
12	§ 39 EEG 2012	Streichung des Grünstromprivilegs, infolge dessen auch Wegfall der Übermittlungs- und Nachweispflichte	EVU	20	Aus Bestandsmessung: Kosten pro Jahr in Tsd.: 0. Gesamtzeit in Min. pro Fall: 9,00.
13	§§ 48 Abs. 1, 52 Abs. 3 EEG 2012	Keine Veröffentlichungspflicht für Daten, die bereits im Anlagenregister veröffentlicht werden	ÜNB	4	Aus Bestandsmessung: Kosten pro Jahr in Tsd: kleiner als 500. Gesamtzeit in Min. pro Fall: 5,00. Durchschnittlicher Lohnsatz in €: 45,80.
14	§ 48 Abs. 3 Nr. 1 EEG 2012	Streichung der Veröffentlichungspflicht bzgl. der Daten für die Berechnung der	ÜNB		

		Marktprämie und den Wert „MW _{Solar(a)} “			
15	§ 57 Abs. 6 S. 2 EEG 2012	Berichtspflicht nach § 69 Abs. 2 BioSt-NachV	Clearingstelle EEG	1/a	Die Bestimmungen der BioSt-NachV führten zu keinem relevanten Erfüllungsaufwand bei der Clearingstelle EEG.
16	§ 68 Abs. 1 BioSt-NachV	Einholung Stellungnahme der zuständigen Behörde	Clearingstelle EEG	-	

Tabelle 3: Neuer Erfüllungsaufwand der Verwaltung

Lfd. Nr.	Regelung	Inhalt	Normadressat	Zu erwartende Fälle	Erfüllungsaufwand (Veränderung)
1	§ 6 EEG2014	Errichtung und Betrieb des Anlagenregisters	BNetzA	Der Erfüllungsaufwand, der durch die Einführung des Anlagenregisters entsteht, wird in der Anlagenregisterverordnung dargestellt.	
2	§ 53 Abs. 1 EEG 2014	Ausschreibung Pilotvorhaben	BNetzA	Die Ausschreibung wird im Detail erst in der Verordnung nach § 85 geregelt. Eine konkrete Abschätzung des Aufwands kann deshalb erst im Rahmen der Verordnung erfolgen.	
3	§ 53 Abs. 4 S. 1 EEG 2014	Veröffentlichung des Ergebnisses der Ausschreibung	BNetzA		
4	§ 53 Abs. 4 S. 1 EEG 2014	Mitteilung der Zuordnung einer Förderberechtigung gegenüber Netzbetreibern	BNetzA		
5	§ 58 Abs. 5 EEG 2014	Datenübermittlungspflicht gegenüber ÜNB über Eigenversorger	Hauptzollämter und BAFA		
6	§ 64 EEG 2014	Rücknahme- und Kontrollrechte	BAFA		
7	§ 17d Abs. 4 i.V.m Abs. 8 Nr. 3 EnWG	Kapazitätszuweisung im Wege des Versteigerungsverfahrens	BNetzA	5 bis 10	Personalkosten pro Verfahren: ca. 16.000 €. Sachkosten pro Verfahren: ca. 2.000 bis 4.000 €. Kosten insgesamt pro Verfahren: ca. 18.000 bis 20.000 €. (Mehraufwand pro Verfahren gegenüber bisher vorgesehenem Zuweisungsverfahren: ca. 4.000 – 6.000 €.)

Tabelle 4: Verringerter Erfüllungsaufwand der Verwaltung					
Lfd. Nr.	Regelung	Inhalt	Normadressat	Zu erwartende Fälle	Erfüllungsaufwand (Veränderung)
1	§§ 61-65 BioSt-NachV	Anlagenregister für Anlagen, die flüssige Biomasse einsetzen	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE)		

V. Zeitliche Geltung

Eine Befristung des Gesetzes ist geprüft und abgelehnt worden, da eine Befristung des Gesetzes mit dem in § 1 Absatz 2 EEG 2014 postulierten Langfristziel nicht vereinbar wäre: Es ist Ziel der Bundesregierung, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2050 auf mindestens 80 Prozent zu erhöhen. Die unbefristete Geltung der Regelungen des EEG garantiert die hierfür erforderliche Investitionssicherheit und schafft die Voraussetzungen für die vorgesehene langfristige Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung.

Eine periodische Evaluierung des Gesetzes ist vorgesehen. Insgesamt drei Berichtspflichten (§§ 93 – 95 EEG 2014) stellen sicher, dass das Gesetz und die mit ihm verfolgten Ziele regelmäßig evaluiert werden. Damit schafft das umfassende Evaluationssystem die Grundlage dafür, verbleibenden Anpassungs- und Änderungsbedarf im EEG schrittweise umzusetzen und dadurch Brüche im Ausbau der erneuerbaren Energien zu vermeiden.

VI. Vereinbarkeit mit höherrangigem Recht

1. Vereinbarkeit mit dem Recht der Europäischen Union

Das EEG 2014 ist mit den Beihilfavorschriften und den Regelungen über den freien Warenverkehr des europäischen Primärrechts, so wie der Europäische Gerichtshof sie unter anderem in seiner Entscheidung zum Fall Preussen-Elektra (EuGH, Urt. V. 13.3.2001 - C-379/98) zum Stromeinspeisungsgesetz ausgelegt hat, vereinbar. Änderungen an der Funktionsweise des EEG 2014 werden mit dem vorliegenden Gesetz nicht vorgenommen. Auch mit der Richtlinie 2009/28/EG ist der Gesetzentwurf vereinbar.

2. Vereinbarkeit mit nationalem Verfassungsrecht

Der Entwurf ist mit dem nationalen Verfassungsrecht vereinbar.

a) Vertrauensschutz für Anlagenbetreiber

Die Rechtsänderungen treten zum 1. August 2014 in Kraft. Zwar sieht § 96 EEG 2014 eine Anwendbarkeit des neuen Rechts auch auf Bestandsanlagen vor, dies betrifft aber weder die Fördervoraussetzungen noch die Förderhöhe. Für beides gelten weiterhin die alten Bestimmungen und damit ein umfassender Bestandsschutz.

Eine weitere Übergangsbestimmung ordnet die Fortgeltung des alten EEG 2012 ausnahmsweise auch für Neuanlagen an, die vor dem 23. Januar 2014 genehmigt worden sind und vor dem 1. Januar 2015 in Betrieb genommen werden. Am 22. Januar 2014 hat die Bundesregierung öffentlichkeitswirksam die mit diesem Gesetzentwurf umgesetzten Eckpunkte zur Reform des EEG beschlossen und darin insbesondere die zu erwartenden Förderkürzungen sowie die künftige Verpflichtung für Anlagenbetreiber, ihren Strom selbst zu vermarkten, konkretisiert. Wer bis zu diesem Zeitpunkt über die erforderliche Genehmigung zur Errichtung und zum Betrieb der Anlage verfügt, ist in seinem Vertrauen auf den Fortbestand der seiner Planung zugrunde gelegten Förderbedingungen grundsätzlich schützenswert. Hingegen können Anlagenbetreiber nicht darauf vertrauen, keine Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen hinnehmen zu müssen, wenn die Anlage bis zu diesem Zeitpunkt noch nicht genehmigt worden ist und damit noch keine Sicherheit besteht, ob das Vorhaben in der geplanten Form überhaupt realisierbar ist.

Diese Übergangsregelung sichert die Verhältnismäßigkeit der mit der Neuregelung der Förderbedingungen einhergehenden Rückwirkung auf Investitionen, die im Vertrauen auf den Bestand des geltenden Rechts getätigt werden. Wenn das Vertrauen, manifestiert durch die Genehmigung der Anlage, eine sichere rechtliche Grundlage aufweist, treten die mit der Novellierung des EEG verfolgten Gemeinwohlbelange hinter dem Interesse des Einzelnen zurück, seine Investition unter den alten Bedingungen abschließen zu können. Hingegen überwiegen die Ziele der EEG-Novelle, Überförderungen und verfehlte Anreize im Interesse aller Stromverbraucher abzubauen, den Ausbau der erneuerbaren Energien stärker als bislang zu steuern und durch die verpflichtende Direktvermarktung künftig eine bedarfsgerechtere Stromerzeugung erneuerbarer Energien zu erreichen, die allgemeinen Erwartungen an die Beständigkeit der Rechtsordnung. Dieses Vertrauen muss auch vor dem Hintergrund zurücktreten, dass bereits das seit dem 1. Januar 2012 geltende EEG eine Evaluierung der Förderbedingungen im Jahr 2014 vorsieht, so dass frühzeitig bekannt war, dass sich die Rechtslage im Laufe dieses Jahres ändern kann.

b) Betretungsrecht des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

Im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung erhält das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle das Recht, Grundstücke sowie Betriebs- und Geschäftsräume von Unternehmen, die von der Besonderen Ausgleichsregelung profitieren, während der üblichen Geschäftszeiten zu betreten. Auch Grundstücke sowie Betriebs- und Geschäftsräume unterfallen nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts dem Begriff der Wohnung in Artikel 13 GG (vgl. BVerfGE 32, 54, 68ff). Die daher notwendige Einschränkung des Grundrechts der Unverletzlichkeit der Wohnung nach Artikel 13 GG ist für die Ermittlung und Sachverhaltsaufklärung zur Überprüfung des Vorliegens der Voraussetzungen für eine Begren-

zung der EEG-Umlage nach der Besonderen Ausgleichsregelung unerlässlich und erforderlich. Um dem Zitiergebot des Artikel 19 Absatz 1 Satz 2 GG zu genügen, wird das Grundrecht des Artikel 13 GG, das durch die Ausführung des Gesetzes eingeschränkt werden kann, in § 64 Absatz 2 EEG 2014 angeführt.

c) Einbeziehung der Eigenversorgung in die EEG-Umlage

Der Entwurf bezieht die Eigenversorgung mit Strom durch neue Stromerzeugungsanlagen stärker als bislang in die Finanzierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien ein. Hierzu werden Eigenversorger grundsätzlich den Elektrizitätsversorgungsunternehmen gleichgestellt. Sie sind damit den Übertragungsnetzbetreibern zur Zahlung der EEG-Umlage verpflichtet.

Dabei gibt es im wesentlichen folgende Konstellationen, in denen ausnahmsweise keine Zahlungspflicht besteht:

- die Eigenversorgung mit Strom aus Anlagen, die zu diesem Zweck bereits vor dem 1. August 2014 genutzt worden sind; die Erneuerung und Ersetzung dieser Anlagen wird ebenfalls nicht belastet, soweit die installierte Leistung um höchstens 30 Prozent erhöht wird,
- die Eigenversorgung mit Strom aus Anlagen, die vor dem 23. Januar 2014 bundesrechtlich genehmigt worden sind und vor dem 1. Januar 2015 zu diesem Zweck betrieben worden sind,
- die Eigenversorgung aus Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 10 Kilowatt für eine selbst verbrauchte Strommenge von bis zu 10 Megawattstunden,
- die völlig autarke Eigenversorgung, für die zu keinem Zeitpunkt Strom aus dem Netz für die allgemeine Versorgung bezogen wird,

Liegt ein solcher Ausnahmetatbestand nicht vor, wird der Anspruch der Übertragungsnetzbetreiber auf Zahlung der EEG-Umlage um einen bestimmten Prozentsatz reduziert und damit die Eigenversorgung auch nach wie vor gegenüber dem übrigen Letztverbrauch privilegiert. Soweit es sich um eine Eigenversorgung mit Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder hocheffizienten KWK-Anlagen handelt, erfolgt eine Reduzierung um [x] Prozent. Für Unternehmen des produzierenden Gewerbes ist eine Reduzierung um [x] Prozent vorgesehen. Für alle übrigen Stromerzeugungsanlagen beträgt die Verringerung [x] Prozent.

Soweit diese differenzierte Ausgestaltung der Einbeziehung der Eigenversorgung in die EEG-Umlage zu einer Zahlungspflicht des Eigenversorgers führt, handelt es sich um einen Eingriff in die Berufsausübungsfreiheit nach Artikel 12 Absatz 1 GG bzw. bei der Eigenver-

sorgung zu nicht gewerblichen Zwecken in die allgemeine Handlungsfreiheit nach Artikel 2 Absatz 1 GG. Diese Grundrechtseingriffe sind verfassungsrechtlich gerechtfertigt, insbesondere verhältnismäßig.

Die mit dem vorliegenden Entwurf geregelte stärkere Beteiligung der Eigenversorgung an der Finanzierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien verfolgt den Zweck, die Finanzierungsgrundlage des EEG zu verbreitern und damit die Ausbaurkosten auch unter energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten angemessen auf die Akteure im Energieversorgungssystem zu verteilen. Dies ist im bestehenden System nicht mehr hinreichend gewährleistet: Insbesondere durch die in den letzten Jahren stark angestiegene EEG-Umlage sind die Anreize gewachsen, sich dieser Kosten zu Lasten der übrigen Stromverbraucher zu entziehen. Diese Tendenzen bei der Finanzierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien gefährdet die Akzeptanz der Energiewende, denn ihre Kosten werden auf immer weniger Schultern verteilt. Hinzu kommen aus wirtschaftspolitischer Sicht nicht gewünschte Wettbewerbsverzerrungen im gewerblichen und industriellen Bereich. Schließlich ist die wachsende Eigenversorgung auch für die Energieversorgung selbst problematisch. Denn eine weiter wachsende Eigenversorgung ist mit den Herausforderungen, vor denen das Gesamtsystem im Zuge der Energiewende steht, nicht vereinbar. Eigenversorger reagieren nicht mehr auf Strompreissignale, da dies schon allein wegen der enormen Vorteile aus der Befreiung von der EEG-Umlage betriebswirtschaftlich nicht opportun ist. So werden zunehmend Strommengen dem Strommarkt entzogen und damit die Flexibilität des Gesamtsystems verringert. Letztere muss im Gegenteil jedoch gesteigert werden, damit der wachsende Anteil der fluktuierenden Energieträger Wind und Sonne an der Stromerzeugung auch in Zukunft in das Stromversorgungssystem integriert werden können.

Damit dienen die Regelungen zur Eigenversorgung dem übergeordneten Ziel des EEG, die nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die wiederum Gegenstand des Verfassungsauftrags zum Schutz der natürlichen Lebensgrundlagen nach Artikel 20a GG ist. Die zur Erreichung dieses Gemeinwohlbelangs einhergehenden Belastungen greifen nicht unverhältnismäßig in die Grundrechte der betroffenen Unternehmen und Bürger ein. Bestehende Eigenversorgungskonzepte werden nicht belastet. Damit beschränkt sich der Eingriff darauf, die wirtschaftliche Attraktivität eines künftigen Wechsels von der reinen Fremdbelieferung durch Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur Eigenversorgung zu schmälern. Im Hinblick auf Artikel 12 Absatz 1 GG liegt damit eine Berufsausübungsregelung vor, die eine Nebenbedingung der wirtschaftlichen Betätigung des Grundrechtsträgers betrifft, nämlich die Frage, wie er die für seine wirtschaftlichen Zwecke erforderliche Stromversorgung organisiert.

Für solche Einschränkungen der Berufsausübung zu wirtschaftspolitischen Zwecken räumt das Bundesverfassungsgericht dem Gesetzgeber einen weiten Gestaltungsspielraum ein,

Maßnahmen zu ergreifen, die von vernünftigen Erwägungen des Gemeinwohls getragen werden. Diese Gemeinwohlbelange liegen aus den genannten Gründen vor. Insoweit besteht auch eine hinreichende Sach- und Verantwortungsnähe der künftig belasteten Personengruppen. Der Verbrauch von eigenerzeugtem Strom trägt zunächst genauso zu den negativen Folgen der Energieerzeugung bei wie der Strom, der von Elektrizitätsversorgungsunternehmen geliefert wird. Wenn nicht ausnahmsweise eine Inselversorgung (also eine Eigenversorgung ohne Anbindung an das Netz) vorliegt, die auch künftig vollständig befreit wird, ist die Eigenversorgung durch neue Stromerzeugungsanlagen auch in das allgemeine Stromversorgungssystem eingebunden. So wird gerade bei der zunehmenden Eigenversorgung aus Photovoltaik-Anlagen der überschüssige Strom in das Netz eingespeist und der nicht durch die Anlage gedeckte Verbrauch aus dem Netz bezogen. Aber auch die Eigenversorgung aus konventionellen Energieträgern erfolgt nicht ohne die Möglichkeit, im Bedarfsfall Strom aus dem Netz zu beziehen oder in dieses einzuspeisen. Somit sind diese Personengruppen Teil des Energieversorgungssystems und es ist gerechtfertigt, sie zu einem bestimmten Maß an den Kosten für dessen Transformation zu beteiligen. Dies gilt erst recht vor dem Hintergrund, dass ein weiterer erheblicher Anstieg der Eigenversorgung negative Auswirkungen auf die notwendige Flexibilisierung des Gesamtsystems und damit auf die Energiewende insgesamt hätte. Die Verantwortlichkeit entfällt vor diesem Hintergrund auch nicht vollständig, wenn die Eigenversorgung ausschließlich aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien erfolgt. Hinzu kommt, dass hier Eigenversorger von Kostendegressionen profitieren, die erst durch das EEG erreicht worden sind und die den Eigenversorgung erst wirtschaftlich machen. Die Lasten dieser Technologieentwicklung sind aber wegen der 20-jährigen Vergütungsdauer der Anlagen derzeit und auch in Zukunft noch in der EEG-Umlage enthalten. Es ist daher sachgerecht, die Eigenversorgung aus erneuerbaren Energien grundsätzlich einzubeziehen, dabei aber wie im Entwurf vorgesehen, seinen Beitrag zum Klima- und Umweltschutz durch eine Absenkung der EEG-Umlage besonders zu berücksichtigen. Ebenfalls aus Klima- und Umweltschutzgründen erfolgt die Reduzierung der EEG-Umlage für die Eigenversorgung aus hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung. Die Reduzierung der EEG-Umlage für die Eigenversorgung im Produzierenden Gewerbe erfolgt vor dem Hintergrund, dass die Industrie mit ihren Produkten dem internationalen Wettbewerb ausgesetzt ist. Darüber hinaus zeigen die statistischen Auswertungen, die bisher für die Zeit bis 2012 vorliegen, im Bereich der Industrie keinen starken Anstieg.

Die vorgesehene Bagatellgrenze befreit zudem private Eigenversorger weitgehend von der Belastung. Dies ist vor den genannten Gründen, die für die Einbeziehung der Eigenversorgung in die EEG-Umlage sprechen, ebenfalls sachgerecht. Bei kleinen Anlagen steht wegen der geringen Stromerzeugungsmenge der Finanzierungsbeitrag mit Blick auf den hohen Aufwand für die Erfassung der Eigenversorgung nicht im Verhältnis zu den potentiellen Umlageeinnahmen. Anlagen in diesem Segment stehen für eine Flexibilisierung der Stromer-

zeugung in aller Regel auch nicht zur Verfügung, so dass energiewirtschaftliche Gesichtspunkte ihrer Privilegierung auch nicht entgegenstehen.

d) Vereinbarkeit des EEG mit dem Finanzverfassungsrecht

Die Finanzierung der Förderung erneuerbarer Energien durch das EEG 2014 erfolgt über den bundesweiten Ausgleichsmechanismus und die EEG-Umlage. Dieses System ist mit dem Finanzverfassungsrecht nach den Artikeln 105 ff. GG vereinbar. Die vom Bundesverfassungsgericht entwickelten Maßstäbe zur Verfassungsmäßigkeit von Sonderabgaben sind auf das EEG 2014 nicht anzuwenden, da die EEG-Umlage nach Maßgabe des in der Rechtsprechung und dem Schrifttum vorherrschenden Begriffsverständnisses keine Abgabe ist. Insoweit fehlt es sowohl nach dem bislang geltenden EEG 2012 als auch nach diesem Entwurf an den erforderlichen Zahlungsströmen zugunsten der öffentlichen Hand. Die Erhebung und Verwaltung der EEG-Umlage wird nach Maßgabe des EEG 2014 und der Ausgleichsmechanismusverordnung ausschließlich von den Übertragungsnetzbetreibern wahrgenommen, die als Privatrechtssubjekte tätig sind und nicht hoheitlich handeln. Die Bundesnetzagentur übt lediglich die Aufsicht über die gesetzmäßige Umsetzung der EEG-Umlage durch die Übertragungsnetzbetreiber aus, ohne selbst in irgendeiner Weise in die Zahlungsflüsse einbezogen zu sein oder auf diese Zugriff zu haben. Ein staatlicher Sonderfonds besteht nicht. Folglich ist das EEG bislang und auch weiterhin durch einen rein privatrechtlichen Finanzierungsmechanismus gekennzeichnet.

Finanzverfassungsrechtliche Maßstäbe können nur dann zum Tragen kommen, wenn die öffentliche Hand die Möglichkeit hat, zu irgendeinem Zeitpunkt tatsächlich auf die Mittel zuzugreifen oder in sonstiger Weise zu ihren Gunsten eine Aufkommenswirkung entsteht. Einer im Schrifttum teilweise vertretenen Auffassung, wonach dieses formelle Kriterium durch eine auf die wirtschaftliche Wirkung beim Betroffenen abstellende wertende Betrachtung ersetzt und auf dieser Grundlage das EEG an den für Sonderabgaben geltenden Maßstäben gemessen werden solle, haben sich die mit der finanzverfassungsrechtlichen Zulässigkeit der EEG-Umlage befassten Gerichte nicht angeschlossen. Sie findet auch in der bisher hierzu ergangenen höchstrichterlichen Rechtsprechung des BGH und des BVerfG keine Stütze.

Nach diesen Maßstäben macht auch die mit dem vorliegenden Entwurf eingeführte stärkere Beteiligung der Eigenversorgung mit Strom an der EEG-Umlage keine finanzverfassungsrechtliche Neubewertung des EEG erforderlich, da hiermit nur der Kreis der einbezogenen Strommenge verbreitert wird, ohne dass sich am fehlenden Einfluss staatlicher Stellen auf den Finanzierungsmechanismus etwas ändert.

VII. Rechts- und Verwaltungsvereinfachung

Das Gesetz trägt in mehrfacher Hinsicht zur Vereinfachung des Rechts bei. Insbesondere die Streichung des Marktintegrationsmodells nach § 33 EEG 2012 verringert den Bürokratieaufwand für Anlagenbetreiber sowie Netzbetreiber deutlich. Darüber hinaus werden in den Förderbestimmungen der §§ 38 ff. EEG 2014 (§§ 23 ff. EEG 2012) diverse Bestimmungen gestrichen, die nicht unmittelbar der Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien dienen. So entfallen Regelungen des Natur- und Gewässerschutzes, soweit sie bereits durch andere Bundesgesetze oder die Raumplanung des Bundes abgesichert sind; die Streichung der Voraussetzungen führt daher zu keiner Absenkung des bisherigen ökologischen Niveaus, das für den Ausbau der erneuerbaren Energien vorgeschrieben und auch für dessen Akzeptanz in der Bevölkerung notwendig ist. Gleiches gilt für die Systemdienstleistungsanforderung, die bereits durch § 49 EnWG in Verbindung mit technischen Regelwerken verbindlich sind und perspektivisch keine Fördervoraussetzung mehr darstellen müssen. Die Biomassevorschriften werden in Folge des Wegfalls der Förderung von nachwachsenden Rohstoffen ebenfalls erheblich vereinfacht. Schließlich führt die Einführung eines allgemeinen Anlagenregisters zu einer erheblichen Rechtsbereinigung (siehe oben).

B. Besonderer Teil

Zu Artikel 1 (EEG 2014)

Zur Überschrift des Gesetzes

Die Überschrift des Gesetzes wird geändert, um den tatsächlichen Charakter des Gesetzes besser widerzuspiegeln und die Rechtsanwendung zu vereinfachen. Das EEG ist und bleibt das zentrale Instrument für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Dies wird durch den neuen Langtitel zum Ausdruck gebracht. Er beschreibt den Hauptzweck des Gesetzes, nämlich die Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien. Der weiterhin gewährleistete Vorrang der erneuerbaren Energien ist ein zentraler Bestandteil für den Ausbau und bedarf daher keiner gesonderten Erwähnung im Langtitel.

Der Kurztitel wird ebenfalls geändert: Das EEG wird regelmäßig evaluiert und angepasst. Für bestehende Anlagen bleibt grundsätzlich das bei ihrer jeweiligen Inbetriebnahme geltende Recht anwendbar, so dass in der Rechtspraxis parallel verschiedene Fassungen des EEG zur Anwendung kommen. Deshalb ist es schon derzeit üblich, das EEG mit dem Zusatz der Jahreszahl des Inkrafttretens der jeweiligen Fassung des Gesetzes zu zitieren. Hierauf reagiert die Änderung des Titels, indem der Kurzbezeichnung des Gesetzes die Jahreszahl 2014 beigefügt wird.

Zu § 1 (Zweck und Ziel des Gesetzes)

Absatz 1 ist gegenüber dem EEG 2012 unverändert.

Absatz 2 wird neu gefasst, um die bestehenden Mindestziele für den Ausbau erneuerbarer Energien in 2020, 2030 und 2040 durch die Ausbaukorridore für 2025 und 2035 zu ersetzen. Das Ziel für 2050 bleibt hiervon unberührt und weiterhin ein Mindestziel. Der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch soll gemäß dieses Ausbaukorridors von derzeit etwa 25 Prozent bis zum Jahr 2025 auf 40 bis 45 Prozent und bis zum Jahr 2035 auf 55 und 60 Prozent ansteigen. Dieser Ausbaukorridor gewährleistet einen zielorientierten, stetigen und nachhaltigen Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich. Dies bietet der Branche der erneuerbaren Energien einen verlässlichen Wachstumspfad. Gleichzeitig werden die Kosten des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien begrenzt. Darüber hinaus schafft der Ausbaukorridor Planungssicherheit für die weiteren Akteure der Energiewirtschaft, insbesondere für Netzbetreiber und Betreiber konventioneller Kraftwerke. Auf diese Weise kann die Systemtransformation der Stromerzeugung optimiert werden und eine bessere Synchronisierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau erfolgen.

Dem neuen Ausbaukorridor liegt nach dem Jahr 2020 das gleiche Ausbautempo wie den Zielen des EEG 2012 zugrunde. Er konkretisiert die bisherigen Ziele durch Einführung einer oberen Korridorgrenze.

Der bisher in Absatz 2 benannte Grundsatz, dass die erneuerbaren Strommengen in das Elektrizitätsversorgungssystem integriert werden sollen, wird in § 2 Absatz 1 überführt.

Absatz 3 wird redaktionell an die Änderungen in Absatz 1 angepasst.

Zu § 2 (Grundsätze des Gesetzes)

§ 2 normiert die Grundsätze im Gesetz.

Zu den Absätzen 1 und 2

Absatz 1 Satz 1 gibt wieder, was bisher in § 1 Absatz 2 letzter Halbsatz EEG 2012 geregelt war. Satz 2 ergänzt diesen Gedanken. Für den Erfolg der Energiewende von zentraler Bedeutung ist die Transformation des gesamten Energieversorgungssystems und die Markt- und Netzintegration der erneuerbaren Energien in dieses Energieversorgungssystem. Um die in § 1 EEG 2014 festgelegten Ziele der Energiewende zu erreichen, müssen die erneuerbaren Energien mehr Verantwortung übernehmen und zunehmend Aufgaben erfüllen, die bisher von den konventionellen Energieträgern wahrgenommen wurden. An diesem in § 2 Absatz 1 EEG 2014 neu geregelten Grundsatz der Transformation des Energieversorgungssystems und der Markt- und Netzintegration der erneuerbaren Energien orientieren sich die Regelungen im EEG 2014. Durch die vorliegende Novelle werden hierfür zentrale Weichenstellungen vorgenommen. So wird u.a. die verpflichtende Direktvermarktung für Neuanlagen eingeführt, die die Integration der erneuerbaren Energien in den Markt verbessert. Die verpflichtende Direktvermarktung wird auch durch den neuen Absatz 2 prominent im Gesetz hervorgehoben. Bei den Bestandsanlagen ist die Direktvermarktung wie bisher optional.

Zu Absatz 3

Der neue Absatz 3 verankert den Grundsatz der Kosteneffizienz. Danach soll die finanzielle Förderung des Stroms aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas auf kostengünstige Technologien konzentriert werden. Dabei ist auch die mittel- und langfristige Kostenperspektive sowohl der einzelnen Technologien als auch der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen. Im Übrigen wird auf den Allgemeinen Teil der Begründung verwiesen.

Zu Absatz 4

Der neue Absatz 4 regelt die Grundsätze zur Verteilung der Kosten, die durch die finanzielle Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entstehen. Diese Regelung steht im Zusammenhang mit dem Ziel der EEG-Novelle, die Ausbaurkosten auch unter energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten angemessen auf die Akteure im Energieversorgungssystem zu verteilen. Hierzu wird zum einen das Verursacherprinzip ausdrücklich aufgeführt, das schon bisher die Belastung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen als die für die Elektrizitätsversorgung maßgeblichen Akteure mit der EEG-Umlage rechtfertigte. Hinter dem Verursacherprinzip steht der Rechtsgedanke, dass diejenigen, die maßgeblich über die Stromversorgung und die hierfür bislang primär genutzten fossilen und nuklearen Erzeugungsquellen mit ihren negativen Folgen für Klima und Umwelt bestimmen, Adressat der Regelungen über die Kostentragung der Förderung der erneuerbaren Energien sind (unbeschadet ihrer Möglichkeit zur vertraglichen Abwälzung der Kosten an die Stromkunden). Hierbei ist auch zu berücksichtigen, dass von konventionellen Kraftwerken ausgehende Einwirkungen auf die Umwelt ein Grund für den geplanten Umbau der Energieversorgung hin zu erneuerbaren Energien sind. Das Verursacherprinzip kann künftig zur Erzielung einer angemessenen Kostenverteilung allerdings nicht mehr allein herangezogen werden. Mit Vorschreiten der Energiewende wird der aus fossilen und nuklearen Energieträgern erzeugte Strom zunehmend durch Strom aus erneuerbaren Energien ersetzt, bis die Stromversorgung schließlich weitgehend auf erneuerbaren Energien basiert. Die – auch über diesen Zeitpunkt hinaus anfallenden – Kosten für die Transformation des Elektrizitätsversorgungssystems können deshalb nicht allein anhand der Nachfrage nach dem verbleibenden Anteil an konventionell erzeugtem Strom verteilt werden. Zudem ist durch die Entwicklung der letzten Jahre die Bedeutung der klassischen Belieferung durch Elektrizitätsversorgungsunternehmen gegenüber der Eigenversorgung gesunken. Insgesamt wird die Energieversorgung dezentraler. Eine zunehmende Anzahl an Stromverbrauchern erzeugt ihren Strom vor allem wegen der bisherigen Privilegierung im EEG selbst und bezieht nur für den nicht gedeckten Verbrauch Strom aus dem Netz bzw. speist überschüssigen Strom ein. Dies führt nicht nur zu einer gesunkenen Bedeutung von Stromhändlern und damit ihres Verursachungsbeitrags. Es hat auch negative Folgen für das Gesamtsystem, da Eigenversorger in aller Regel nicht auf Preissignale am Strommarkt reagieren und damit keinen Beitrag zur notwendigen Flexibilisierung von Erzeugung und Nachfrage setzen. Die Verantwortung für die Ziele des EEG liegen folglich anders als zu Beginn der Förderung der erneuerbaren Energien nicht mehr allein bei den Stromversorgungsunternehmen. Mit der Dezentralisierung des Energiesystems einher geht auch eine erhöhte Sach- und Verantwortungsnähe derer, die diese Dezentralisierung wirtschaftlich für sich nutzen.

Die Kostenverteilung muss daher sowohl den Aspekt der Verursachung negativer Klima- und Umweltfolgen als auch die energiewirtschaftlichen Gesichtspunkte berücksichtigen, die für eine erfolgreiche Transformation des Energieversorgungssystems eine Rolle spielen. Hierzu gehört schließlich auch die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands.

Umgesetzt werden die Grundsätze des Absatzes 3 sowohl durch die fortbestehende Verpflichtung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur Zahlung der EEG-Umlage in § 57 Absatz 2 EEG 2014 als auch durch die künftige Einbindung der Eigenversorgung nach § 58 EEG 2014 und die Weiterentwicklung der Besonderen Ausgleichsregelung nach §§ 60 ff EEG 2014.

Zu Absatz 5

Durch Absatz 5 wird eine grundlegende Änderung der Bestimmung der Förderhöhe als neuer Grundsatz im EEG normiert. So soll das bisherige System der administrativen Festlegung der Förderhöhen erstmals im Bereich von Freiflächenanlagen durch ein wettbewerbliches System zur Ermittlung der Förderhöhen und zur Bestimmung der Förderberechtigten im Wege von Ausschreibungen ersetzt werden. Die Pilotausschreibungen im Bereich von Freiflächenanlagen sollen dazu genutzt werden, erste Erfahrungen mit diesem neuen System zu sammeln. Hierdurch soll die Umstellung der finanziellen Förderung auch für Strom aus anderen Erneuerbare-Energien-Technologien vorbereitet werden. Ziel eines solchen Systemwechsels ist es, die Ziele der Energiewende kostengünstiger zu erreichen. Die Erreichung dieses Ziels hängt wesentlich vom jeweiligen Ausschreibungsdesign ab, so dass die Sammlung von ersten Erfahrungen mit diesem neuen Instrument eine hohe Bedeutung haben wird. Bei der Ausgestaltung des konkreten Ausschreibungsdesigns soll auch die bisher für den Erfolg der Energiewende wichtige Akteursvielfalt aufrecht erhalten werden, so dass z.B. die Belange von Energiegenossenschaften oder Bürgerprojekten angemessen im weiteren Verfahren berücksichtigt werden.

Im Lichte der Erfahrungen mit dem Pilot-Ausschreibungsverfahren und z.B. mit den Erfahrungen im Ausland wird das Ausschreibungsmodell bis spätestens 2017 auch auf andere erneuerbare Energien übertragen. Hierfür bedarf es einer erneuten Änderung des EEG. Um bereits frühzeitig Planungs- und Investitionssicherheit zu gewährleisten, sichert die Übergangsbestimmung des § 98 EEG 2014 einen geordneten Übergang in das neue System.

Der Begriff „Ausschreibung“ wird in § 5 Nummer 3 EEG 2014 legal definiert. Im Übrigen steht die Regelung im Zusammenhang mit den §§ 53, 58 und 95 EEG 2014.

Zu § 3 (Ausbaupfad)

Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland soll bis zum Jahr 2025 auf 40 bis 45 Prozent gesteigert werden. Hierfür ist ein fortschreitender und ambitionierter Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor erforderlich. Vor dem Hintergrund der in den letzten Jahren stark gestiegenen EEG-Umlage soll der Fokus des Ausbaus in Zukunft auf den kostengünstigeren Technologien wie Wind an Land und Photovoltaik liegen. Für beide Technologien ist deshalb ein jährlicher Ausbau von 2.500 MW (brutto) vorgesehen. Im Fall der Windenergie an Land ist dies im Vergleich zu den letzten Jahren ein deutlicher Anstieg der zugebauten Leistung, da seit 2009 im Mittel nur ca. 2.000 MW pro Jahr installiert wurden. Hingegen lag der jährliche Ausbau der Photovoltaik in den vergangenen Jahren mit teilweise mehr als 7.000 MW weit über dem im EEG 2009 festgelegten Zubaukorridor. Ferner soll die Nutzung der Windenergie auf See kontinuierlich ausgebaut werden, um die Kostensenkungspotentiale dieser Technologie durch Lern- und Skaleneffekte zu heben. Das Ziel bei der Windenergie auf See ist es, bis 2020 eine Leistung von 6,5 GW und bis 2030 von 15 GW zu installieren. Dies trägt der gegenwärtigen Situation verzögerter Projektrealisierungen Rechnung, soll aber zugleich der Offshore-Branche eine verlässliche Ausbauperspektive bieten. Die Stromerzeugung aus Biomasse soll sich zukünftig überwiegend auf Rest- und Abfallstoffe konzentrieren. Hier wird eine Begrenzung des Ausbaus auf etwa 100 MW pro Jahr angestrebt.

Die Ziele für den Zubau der installierten Leistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse, Windenergie an Land und Photovoltaik sind Bruttoziele. Dies bedeutet, dass nur darauf abgestellt wird, wie viel installierte Leistung in einem Jahr in Betrieb geht, unabhängig davon, ob im gleichen Zeitraum Anlagen stillgelegt oder zurückgebaut werden.

Ab dem Jahr 2017 ist vorgesehen, die Fördersätze mittels Ausschreibungen zu ermitteln (§ 2 Absatz 5 EEG 2014). Im Rahmen der Vorbereitung der Ausschreibungen wird evaluiert, welcher jährliche Bruttoausbau erforderlich ist, um den Korridor einzuhalten; dies wird im Rahmen der neuen Berichtspflicht nach § 95 Satz 2 Nummer 2 EEG 2014 untersucht und kann Abweichungen bei den Zubaumengen bedeuten.

Die historische Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch ist in der Abbildung im Allgemeinen Teil dargestellt. Ausgehend von einem Anteil von 6,2 Prozent im Jahr 2000 (Einführung des EEG) stieg der Anteil auf 24,8 Prozent im Jahr 2013 (vorläufiger Wert). Der Ausbaukorridor setzt diesen Wachstumstrend fort. Dabei führt der vorgeschlagene Ausbaupfad mit den in § 3 EEG 2014 festgelegten technologiespezifischen Ausbauzielen nach jetzigen Abschätzungen insgesamt zu einer korridorconformen Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch.

Der oben dargestellten Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch liegen folgende Annahmen zugrunde:

- Für die Windenergie an Land wird bis 2025 unterstellt, dass jährlich Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 2.500 MW errichtet werden. Die zugrunde gelegten Volllaststunden von Neuanlagen betragen im Schnitt 2.100 h/a. Für die Bestandsanlagen wird eine Nutzungsdauer von 20 Jahren unterstellt.
- Die jährlich installierte Leistung von Photovoltaikanlagen liegt nach dem Ausbaupfad bei 2.500 MW bis 2025. Für die Photovoltaikanlagen wird eine Nutzungsdauer von 25 Jahren angenommen. Die Erzeugung von Strom aus neuen Photovoltaikanlagen wird im Schnitt mit Volllaststunden von 950 h/a berechnet.
- Die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See beträgt 6,5 GW im Jahr 2020 und 15 GW im Jahr 2030. Im Schnitt bedeutet dies einen jährlichen Zubau von etwa 800 MW pro Jahr. Die Volllaststunden wurden mit 4.000 h/a angenommen.
- Biomasseanlagen bleiben weiterhin eine wichtige Säule für die Zielerreichung in 2025 und vor allem für die Energiewende. Ihre Rolle als Volumenträger wird jedoch gegen die des „flexiblen Alleskönners“ ausgetauscht. Deshalb werden für die Neuanlagen im Ausbaupfad von 100 MW pro Jahr etwa 4.000 Volllaststunden angenommen.
- Strommengen der Energieträger Wasserkraft, Geothermie und aus biogener Stromerzeugung ohne EEG-Förderanspruch (u.a. Mitverbrennung von Biomasse in konventionellen Kraftwerken) werden unverändert fortgeschrieben.

Zu § 4 (Anwendungsbereich)

§ 4 wird redaktionell angepasst, weil mit der Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung die Abnahme und Vergütung des Stroms zur Ausnahme wird. Regelfall ist die Direktvermarktung in Verbindung mit der finanziellen Förderung in Form der Marktprämie.

Zu § 5 (Begriffsbestimmungen)

In § 5 werden neue Begriffsbestimmungen eingeführt und damit die Verständlichkeit des Gesetzes erhöht. Infolge dessen wird zugleich die Nummerierung neu vorgenommen, dies dient der leichteren Lesbarkeit. Soweit die Definitionen neu eingefügt oder geändert werden, wird dies nachfolgend begründet. Soweit keine inhaltlichen Änderungen oder nur redaktionelle Anpassungen vorgenommen werden, kann auf die Begründung der jeweiligen Fassungen des EEG verwiesen werden, die diese Begriffe jeweils eingeführt haben.

Zu Nummer 1

Nummer 1 entspricht § 3 Nummer 1 EEG 2012.

Zu Nummer 2

Nummer 2 entspricht § 3 Nummer 2 EEG 2012.

Zu Nummer 3

Mit Nummer 3 wird der Begriff „Ausschreibung“ legal definiert. Hierunter fällt grundsätzlich jedes objektive, transparente, diskriminierungsfreie und wettbewerbliche Verfahren zur Bestimmung der Höhe der finanziellen Förderung für Anlagen. Der Begriff ist damit weiter gefasst als der Begriff der „Ausschreibungen“ im Vergaberecht und umfasst auch andere Formen von wettbewerblichen Verfahren.

Zu Nummer 4

Nummer 4 entspricht § 3 Nummer 2a EEG 2012.

Zu Nummer 5

Nummer 5 greift die Definition des Begriffs Bilanzkreis aus dem EnWG auf. Er wird explizit in das EEG überführt, um das Gesetz besser verständlich zu machen.

Zu Nummer 6

Nummer 6 greift die Definition des Begriffs Bilanzkreisvertrag aus der Stromnetzentgeltverordnung auf. Er wird in das EEG überführt, um das Gesetz besser verständlich zu machen.

Zu Nummer 7

Nummer 7 entspricht § 3 Nummer 2b EEG 2012.

Zu Nummer 8

Nummer 8 entspricht § 3 Nummer 2c EEG 2012.

Zu Nummer 9

Mit Nummer 9 wird der für die finanzielle Förderung von Strom im EEG 2014 zentrale Begriff der Direktvermarktung definiert. Die Begriffsbestimmung entspricht inhaltlich der bisherigen Beschreibung des Begriffs Direktvermarktung in § 33a EEG 2012.

Zu Nummer 10

Die neue Nummer 10 definiert erstmals den Begriff des Direktvermarktungsunternehmers. Direktvermarktungsunternehmer sind Wirtschaftsakteure, die entweder für den Anlagenbetreiber die Direktvermarktung des Strom aus deren Anlage übernehmen und abwickeln (Variante 1) oder die den Strom von dem Anlagenbetreiber aufkaufen, um diesen Strom eigenständig weiter zu vermarkten (Variante 2). Die Direktvermarktung bleibt nach dem Gesetz grundsätzlich Aufgabe der Anlagenbetreiber, es steht ihnen aber frei, mit der Durchführung und Abwicklung der Direktvermarktung einen Direktvermarktungsunternehmer zu beauftragen oder den Strom an den Direktvermarktungsunternehmer als Stromhändler zu veräußern, anstatt ihn direkt an Letztverbraucher zu verkaufen. Entscheidet sich der Anlagenbetreiber für die zweite Variante, also für die Veräußerung an einen Stromhändler, muss dieser Händler den Strom kaufmännisch abnehmen. Hierbei kommt es auf eine wirtschaftliche Betrachtung an; nicht zwingend erforderlich ist es, dass der Stromhändler auch ein Kaufmann im Sinne des Handelsgesetzbuchs ist.

Der letzte Halbsatz stellt klar, dass ein Direktvermarktungsunternehmer – jedenfalls in Bezug auf den von ihm vermarkteten Strom – kein Letztverbraucher oder Netzbetreiber sein kann. Der Eigenschaft eines Direktvermarktungsunternehmers steht nicht entgegen, dass der Direktvermarktungsunternehmer auch Strom aus eigenen Anlagen direkt vermarktet; als Direktvermarktungsunternehmer tritt er allerdings nur bei der Direktvermarktung von Strom aus Anlagen anderer, mit ihm nicht personenidentischer Anlagenbetreiber auf. Ein Netzbetreiber kann kein Direktvermarktungsunternehmer sein.

Zu Nummer 11

Für die Definition des Begriffs Energiemanagementsystem wird auf eine geltende ISO-Norm verwiesen. Diese wird auch heute schon vom BAFA im Verwaltungsvollzug für die Einhaltung der Anforderungen nach dem heutigen EEG verwendet. Sie stimmt mit der Definition in § 2 Absatz 1 Nummer 1 der Spitzenausgleich-Effizienzsystemverordnung vom 31. Juli 2013 (BGBl. I S. 2858) überein.

Zu Nummer 12

Nummer 12 definiert den Begriff des Eigenversorgers. Entsprechend § 37 Absatz 3 Satz 1 EEG 2012 werden so diejenigen natürlichen und juristischen Personen bezeichnet, die Strom verbrauchen, der nicht von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen bezogen wurde.

Die Begriffe Eigenversorger und Letztverbraucher schließen sich nicht aus. Ein und dieselbe Person kann zugleich Eigenversorger und Letztverbraucher sein, wenn sie ihren Strom teil-

weise von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen bezieht und teilweise selbst erzeugt. Die Begriffsdefinitionen sind allerdings so gestaltet, dass jede verbrauchte Strommenge entweder unter den Begriff Eigenversorgung oder unter den Begriff Letztverbrauch fällt. Eine verbrauchte Strommenge kann also weder beiden Kategorien zugeordnet werden, noch unter keine der beiden Begriffsbestimmungen fallen.

Zu Nummer 13

Nummer 13 entspricht § 3 Nummer 2d EEG 2012.

Zu Nummer 14

Nummer 14 entspricht § 3 Nummer 3 EEG 2012.

Zu Nummer 15

Die neue Nummer 11 definiert den Oberbegriff der finanziellen Förderung. Er umfasst sowohl die Marktprämie (§ 19 in Verbindung mit § 32 EEG 2014) als auch die Einspeisevergütung (§ 19 in Verbindung mit § 35 oder § 36 EEG 2014) und die Zahlung von Zuschlägen für flexible installierte Leistung (§ 50 EEG 2014).

Zu Nummer 16

Nummer 16 definiert den Begriff der Freiflächenanlagen. Hierunter fallen alle Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die nicht in, an oder auf einem Gebäude oder einer sonstigen baulichen Anlage angebracht sind. Dies umfasst also alle Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie nach § 49 Absatz 1 Nummer 2 und 3, aber auch alle Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die auf anderen bisher von der Förderung nach § 49 ausgeschlossenen Flächen errichtet werden.

Zu Nummer 17

Nummer 17 entspricht inhaltlich § 33 Absatz 3 Satz 1 EEG 2012. Die Definition wird in § 5 vorgezogen, weil der Begriff Gebäude sowohl in Nummer 12 wie auch in § 9 verwendet wird.

Zu Nummer 18

Nummer 18 entspricht § 3 Nummer 4 EEG 2012.

Zu Nummer 19

Nummer 19 entspricht § 3 Nummer 4b EEG 2012.

Zu Nummer 20

Nummer 20 entspricht § 3 Nummer 4c EEG 2012.

Zu Nummer 21

Mit der Änderung in Nummer 21 Halbsatz 1 wird die Inbetriebnahme von brennstoffbasierten Anlagen zukünftig an die erstmalige Inbetriebsetzung ausschließlich mit erneuerbaren Energien oder Grubengas geknüpft. Die Umstellung eines bereits mit EEG-förderfähigen Energieträgern betriebenen BHKW von einem förderfähigen Energieträger auf einen anderen (z.B. Umstellung von Grubengas auf Biogas oder von Deponiegas auf Biomethan) führt ungeachtet einer oftmals damit einhergehenden geographischen Umsetzung des BHKW nicht zu einer erneuten Inbetriebnahme. Eine Inbetriebsetzung mit fossilen Energieträgern stellt abweichend von der bisherigen Regelung keine Inbetriebnahme mehr dar. Für Anlagen, die vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes nach dem bis dahin geltenden Inbetriebnahmebegriff mit nicht nach dem EEG 2014 förderfähigen Energieträgern in Betrieb genommen wurden, gilt § 96 Absatz 2.

Zu Nummer 22

Nummer 22 entspricht § 3 Nummer 6 EEG 2012.

Zu Nummer 23

Nummer 23 entspricht § 3 Nummer 5a EEG 2012.

Zu Nummer 24

Die Begriffsdefinition wird aufgenommen, weil der Begriff des Letztverbrauchers für die Frage, wer nach § 57 Absatz 2 die EEG-Umlage zu zahlen hat, eine entscheidende Rolle spielt. Der Begriff des Letztverbrauchers entspricht inhaltlich der Definition in § 3 Nummer 25 des Energiewirtschaftsgesetzes. Allerdings muss der Begriff leicht modifiziert werden, weil die Definition des § 57 EEG nicht zum Wortlaut des Energiewirtschaftsgesetzes passt. Letztlich kommt es im EEG nicht darauf an, ob die Lieferung im Rahmen eines Gegenleistungsverhältnis oder unentgeltlich erfolgt.

Der Koalitionsvertrag legt fest, dass die Letztverbrauchereigenschaft von Speichern überprüft werden soll. Dieser Prüfprozess ist noch nicht abgeschlossen. Die Ergebnisse dieses Prüfprozesses werden durch die Aufnahme einer Definition des Letztverbraucherbegriffs im EEG nicht vorweggenommen. Gegebenenfalls wird die Definition nach Abschluss der Prüfung angepasst.

Zur Abgrenzung vom Begriff Eigenversorgung siehe die Begründung dort.

Vom Letztverbrauch werden lediglich Netzverluste im Sinne des § 10 StromNZV ausgenommen.

Zu Nummer 25

Mit dem Begriff „Monatsmarktwert“ wird der bislang im EEG nicht definierte, insbesondere zur Berechnung der Marktprämie erforderliche tatsächliche monatliche Mittelwert des jeweiligen energieträgerspezifischen Marktwerts von Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE gesetzlich definiert. Die Strombörse EPEX Spot SE mit Hauptsitz in Paris ist die Stromhandelsbörse für Spotmärkte, die neben den Strommärkten Frankreichs, Österreichs und der Schweiz auch den deutschen Stromspotmarkt abdeckt. Da die Werte der Stundenkontrakte in den unterschiedlichen an der EPEX Spot gehandelten Preiszonen voneinander abweichen können, wird für den Monatsmarktwert auf die Preiszone Deutschland/Österreich abgestellt.

Zu Nummer 26

Nummer 26 entspricht § 3 Nummer 7 EEG 2012.

Zu Nummer 27

Nummer 27 entspricht § 3 Nummer 8 EEG 2012.

Zu Nummer 28

Nummer 28 definiert den Begriff der Schienenbahn. Dieser Begriff ist für die Besondere Ausgleichsregelung relevant. Das betreffende Unternehmen muss als Schienenbahnverkehrsunternehmen selbst tatsächlich Schienenfahrzeuge auf einer Eisenbahninfrastruktur betreiben, und die Unternehmenstätigkeit muss zumindest teilweise unmittelbar der Transport von Personen oder Gütern sein. Hiervon nicht erfasst sind reine Schienenbahninfrastrukturunternehmen, die lediglich mittelbar zum Betrieb der Schienenfahrzeuge beitragen. Maßgeblich ist außerdem die Schienengebundenheit des betriebenen Verkehrsmittels. Der Betrieb von Oberleitungsomnibussen und ähnlichen Fahrzeugen fällt daher nicht in den Anwendungsbereich der Besonderen Ausgleichsregelung. Erfasst sind aufgrund ihrer Schienengebundenheit Straßenbahnen, Magnetschwebbahnen und nach ihrer Bau- oder Betriebsweise ähnliche Bahnen, Bergbahnen und sonstige Bahnen besonderer Bauart.

Zu Nummer 29

Nummer 29 entspricht § 3 Nummer 9a EEG 2012.

Zu Nummer 30

Nummer 30 entspricht § 3 Nummer 10 EEG 2012.

Zu Nummer 31

Nummer 31 entspricht § 3 Nummer 11 EEG 2012.

Zu Nummer 32

Nummer 32 entspricht § 3 Nummer 12 EEG 2012.

Zu Nummer 33

Nummer 33 präzisiert den Begriff des Unternehmens. Er erfasst juristische Personen, die rechtsfähig sind, ebenso wie kommunale Eigenbetriebe und Gesellschaftsformen, denen Rechtsfähigkeit zugesprochen wird, ohne dass man ihnen den Status einer juristischen Person zubilligt. Nicht erfasst sind Einzelkaufleute, Freiberufler und Gewerbetreibende.

Wie auch bisher wird als Unternehmen die kleinste wirtschaftlich, finanziell und rechtlich selbständige Einheit, die unter einheitlicher und selbständiger Führung steht, angesehen. Im Bereich von Konzernen ist daher auf die jeweils einzelne Konzerngesellschaft und nicht auf die Konzerne oder Muttergesellschaften in ihrer Gesamtheit abzustellen. Daher sind die im Dritten Buch des Aktiengesetzes geregelten verbundenen Unternehmen ausdrücklich ausgenommen.

Der Begriff des „Gewerbe“ aus § 3 Absatz 4a EEG 2012 wurde zur besseren Verständlichkeit in den Unternehmensbegriff übernommen.

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

Zu Nummer 34

In der neu eingefügten Nummer 34 wird der Begriff Windenergieanlage an Land definiert. Alle Windenergieanlagen, die keine Windenergieanlagen auf See sind, sind nach dieser Definition Windenergieanlagen an Land. Dies gilt auch dann, wenn sie in Gewässern errichtet werden. Die Aufnahme dieser Definition in das EEG 2014 dient der besseren Lesbarkeit des Gesetzes.

Zu Nummer 35

Nummer 35 greift inhaltlich unverändert die Definition „Offshore-Anlage“ von § 3 Nummer 9 EEG 2012 auf, überführt ihn jedoch in einen deutschen Begriff. Inhaltlich ist damit keine Än-

derung verbunden, die Begriffsänderung erfolgt aus Gründen der Einheitlichkeit und der besseren Verständlichkeit.

Zu Nummer 36

Nummer 36 entspricht inhaltlich § 33 Absatz 3 Satz 2 EEG 2012. Die Definition wurde im Interesse der besseren Verständlichkeit des Gesetzes nach vorne gezogen.

Zu § 6 (Anlagenregister)

§ 6 trifft die wesentlichen Regelungen zur Einführung eines allgemeinen Anlagenregisters für erneuerbare Energien und Grubengas. Hiervon umfasst ist die Regelung des Betreibers des Anlagenregisters, die Zwecke der Datenerhebung, die hierfür mindestens von Anlagenbetreibern zu übermittelnden Daten sowie der Zugang der Öffentlichkeit zum Anlagenregister. Die Einzelheiten zu Registrierungspflichten, den weiteren zu übermittelnden Daten, dem Registrierungsverfahren sowie der Veröffentlichungen von Daten werden in der zeitgleich vorgelegten Anlagenregisterverordnung auf Grund des § 90 EEG 2014 geregelt.

Zu Absatz 1

Nach Satz 1 ist das Anlagenregister ein Verzeichnis, in dem Anlagen zu registrieren sind. Damit wird die Grundlage für die Erfassung von Daten über sämtliche Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas geschaffen, unabhängig davon, ob eine finanzielle Förderung nach § 5 Nummer 15 in Anspruch genommen wird bzw. genommen werden kann.. Satz 1 sieht weiter vor, dass die Bundesnetzagentur das Anlagenregister errichtet und betreibt. Satz 2 zählt die Aufgaben des Anlagenregisters auf. Danach ist das Anlagenregister durch die Anlagenregisterverordnung so auszugestalten, dass die Daten erhoben und bereitgestellt werden, die für folgende Zwecke erforderlich sind:

- Förderung der Integration des Stroms aus erneuerbaren Energien und Grubengas in das Elektrizitätsversorgungssystem: Mit dem Anlagenregister sollen Daten erhoben und bereitgehalten werden, die für die fortschreitende Integration des Stroms aus erneuerbaren Energien und Grubengas in das Elektrizitätsversorgungssystem erforderlich sind. Insbesondere die zunehmende Einspeisung von Strom aus den fluktuierenden Energieträgern Wind und Sonne erfordert eine exakte und belastbare Datengrundlage über wesentliche anlagenbezogene Daten. Diese müssen den Netzbetreibern zeitnah zur Verfügung stehen, damit sie die zunehmenden Herausforderungen an die Netzführung einschließlich der Wahrung der Systemstabilität weiterhin optimal bewältigen können. Insoweit ist es ein wesentlicher Zweck des Anlagenregisters, zur Umsetzung des Grundsatzes nach § 2 Absatz 1 EEG 2014 beizutragen.

- Überprüfung der Grundsätze nach § 2 Absatz 1 bis 3 sowie des Ausbaupfads nach § 3 EEG 2014: Diese Aufgabe betrifft die Erfassung des tatsächlichen Ausbaus der erneuerbaren Energien einschließlich der eingesetzten Technologien sowie energie-wirtschaftliche Daten mit Relevanz für die Evaluierung der Markt- und Netzintegration der erneuerbaren Energien.
- Bestimmung der Absenkung der Förderung nach §§ 27 bis 29 sowie Registrierung der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie nach § 52: Die §§ 27 bis 29 regeln die Absenkung der Förderung des in Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse, Windenergie an Land und solarer Strahlungsenergie in Abhängigkeit der zugebauten Anlagenleistung. Hierzu wird eine valide und zeitnahe Erfassung der energieträger-spezifisch zugebauten installierten Leistung benötigt. Zur Umsetzung der Flexibili-tätsprämie für bestehende Biogas- und Biomethananlagen nach § 52 ist eine Regist-rierung der Anlage mit ihrer Höchstbemessungsleistung nach Nummer 1 Satz 2 und 3 der Anlage 4 zu diesem Gesetz erforderlich.
- Erleichterung des bundesweiten Ausgleich des nach diesem Gesetz abgenommenen Stroms sowie der finanziellen Förderung: Hierfür sind insbesondere aktuelle Daten erforderlich, die es den für die Vermarktung der in der Einspeisevergütung verblei-benden Strommengen verantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern ermöglichen, die Genauigkeit ihrer Einspeiseprognosen zu verbessern. Insbesondere grundlegende anlagenbezogene Daten wie der Standort der Anlage, der eingesetzte Energieträger und die installierten Leistung müssen zeitnah zur Verfügung stehen. Eine Erleichte-rung für die Abwicklung des bundesweiten Ausgleichs erfolgt zudem durch die mit dem Anlagenregister einhergehende Zentralisierung und Standardisierung, die die bisherigen Ineffizienzen durch unterschiedliche Datenformate, -anforderungen und -abfragen zwischen den Netzbetreibern beseitigen.
- Erfüllung nationaler, europäischer und internationaler Berichtspflichten zum Ausbau der erneuerbaren Energien: Im Rahmen dieser Aufgabe hat das Anlagenregister die Funktion als Anlaufstelle für die mit der Erstellung von Berichten zum Ausbau der er-neuerbaren Energien befassten Stellen. Gegenüber der aufwendigen Erhebung von Informationen aus unterschiedlichen und heterogenen Datenquellen soll der Zugang zum notwendigen Datenmaterial verbessert werden. Insoweit dient das Anlagenregis-ter auch dazu, die Erstellung des Erfahrungsberichts nach § 93 zu erleichtern.

Zu Absatz 2

Absatz 2 regelt unbeschadet weiterer Übermittlungspflichten nach der Anlagenregisterverordnung die an das Anlagenregister zu übermittelnden Daten. Zudem bestimmt die Vorschrift den Anlagenbetreiber als übermittlungspflichtige Person dieser Angaben. Im Einzelnen:

- Nach Nummer 1 müssen Anlagenbetreiber Angaben zu ihrer Person an das Anlagenregister einschließlich ihrer Kontaktdaten übermitteln. Diese Angabe ist zwecks Kontaktaufnahme der Bundesnetzagentur mit dem Anlagenbetreiber für die Registerführung erforderlich.
- Nach Nummer 2 ist der Standort der Anlage zu übermitteln. Die genaue Erfassung des Anlagenstandorts ist für die Prognose über die Einspeisung einer Anlage in das Elektrizitätsversorgungsnetz von großer Bedeutung und damit notwendig, um den Netzbetreibern den sicheren Netzbetrieb und eine vorausschauende Netzplanung zu erleichtern. Insoweit dient diese Angabe dem Zweck nach Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 (Systemintegration). Auf Grund seiner Bedeutung für die Prognosegüte kann die zeitnahe Verfügbarkeit dieses Datums zudem die Effizienz der Vermarktung der in der Einspeisevergütung nach §§ 35, 36 EEG 2014 befindlichen Strommengen durch die Übertragungsnetzbetreiber verbessern, was im Zusammenhang mit dem Zweck nach Absatz 1 Satz 2 Nummer 4 (Erleichterung des Ausgleichsmechanismus) steht. Schließlich ist die Kenntnis der räumlichen Verteilung der erneuerbaren Energien wesentlich für die Evaluierung des Gesetzes sowie die Statistik und damit für die Zwecke nach Absatz 1 Satz 2 Nummer 2 und 5.
- Nach Nummer 3 ist der Energieträger, aus dem der Strom erzeugt wird, zu übermitteln. Diese Angabe ist neben der Bedeutung für Einspeiseprognosen der Netzbetreiber und der Evaluierung des Gesetzes insbesondere auch erforderlich für die Zwecke nach Absatz 1 Satz 2 Nummer 3 (Berechnung der Absenkung der Förderung) und Nummer 5 (Statistik).
- Nummer 4 verlangt die Angabe der installierten Leistung der Anlage. Maßgeblich ist insoweit die Begriffsbestimmung nach § 5 Nummer 18. Die Erfassung der installierten Leistung ist von zentraler Bedeutung für sämtliche Zwecke nach Absatz 1 Satz 2.
- Nummer 5 verlangt schließlich die Angabe, ob für den in der Anlage erzeugten Strom eine finanzielle Förderung in Anspruch genommen werden soll. Insoweit gilt die Begriffsbestimmung des § 5 Nummer 22. Mit Hilfe dieser Angabe lässt sich abschätzen, ob und wenn ja in welchem Segment Anlagen auch ohne finanzielle Förderung wirtschaftlich betrieben werden können, was für die Evaluierung des Gesetzes von Bedeutung ist.

Zu Absatz 3

Absatz 3 enthält die wesentlichen Regelungen im Hinblick auf die die Zugänglichkeit der im Anlagenregistererfassten Daten für die Öffentlichkeit. Es ist ein wesentliches Ziel des Anlagenregisters, die Transparenz über den Stand und die Entwicklung des Ausbaus der erneuerbaren Energien zu steigern. Damit soll dem Informationsbedürfnis der wachsenden Zahl an Akteuren gerecht werden, die am Energiewendeprozess beteiligt sind. Die hiermit angesprochenen Projektierer, kommunale Planungsträger, Behörden auf Landes- und kommunaler Ebene, Energiegenossenschaften, wissenschaftliche Institutionen sowie Umwelt- und Naturschutzverbände sollen für ihrer Zwecke auf aktuelles, belastbares und zeitnah veröffentlichtes Datenmaterial zugreifen können. Dies kann die Energiewende weiter befördern. Zudem soll im Hinblick auf die in breiter Öffentlichkeit geführte Debatte über die Kosten der Energiewende der Ausbau der erneuerbaren Energien auf nationaler sowie lokaler Ebene für Bürger an zentraler Stelle nachvollzogen werden können, was nicht zuletzt auch die Akzeptanz der Energiewende erhöhen soll.

Zwar enthielten bereits das EEG 2012 sowie die vorangegangenen Fassungen des EEG Regelungen zur Veröffentlichung von Daten über Anlagen (vgl. etwa § 52 EEG 2012). Die diesbezüglichen Verpflichtungen richteten sich insbesondere an die Übertragungsnetzbetreiber sowie die jeweiligen Anschlussnetzbetreiber. Dies führte zu einer unübersichtlichen und heterogenen Praxis der Veröffentlichung von Anlagendaten und nicht zuletzt zu einem hohen Aufwand für die Übertragungsnetzbetreiber, die die Daten von sämtlichen Netzbetreibern in ihrer Regelzone zusammenführen und für die Veröffentlichung aufbereiten mussten. Zudem erfolgten die Veröffentlichungen häufig nur mit großer zeitlicher Verzögerung. Insoweit führt Absatz 3 sowohl zu einem Transparenzgewinn als auch zur Reduzierung bürokratischen Aufwands bei den Netzbetreibern (vgl. hierzu auch § 73 Absatz 4 EEG 2014). Absatz 3 setzt zudem § 10 des Umweltinformationsgesetzes im Anwendungsbereich des EEG um. Hiernach sind informationspflichtige Stellen zu einer aktiven und systematischen Unterrichtung der Öffentlichkeit über Umweltinformationen verpflichtet.

Satz 2 verpflichtet die Bundesnetzagentur, die Daten der registrierten Anlagen auf der Internetseite des Anlagenregisters zu veröffentlichen und mindestens monatlich zu aktualisieren. Aus Gründen des Datenschutzes und mangels Erforderlichkeit für die Zwecke des Absatzes 3 sind Angaben zur Person des Anlagenbetreibers einschließlich seiner Kontaktdaten von der Veröffentlichung ausgenommen.

Zu Absatz 4

Absatz 4 verweist für die Einzelheiten einschließlich weiterer zu übermittelnder auf die Verordnungsermächtigung in § 90 und eröffnet in diesem Zusammenhang zugleich die Möglichkeit, das Anlagenregisters auf das Gesamtanlagenregister nach § 53b des Energiewirt-

schaftsgesetzes zu übertragen. Insoweit zeichnet § 6 Absatz 3 die notwendige und in der Energiewirtschaft seit langem geforderte Entwicklung vor, nach der über die in der Anlagenregisterverordnung als ersten Schritt vorgesehene Erfassung aller Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas künftig die wichtigsten Daten sämtlicher Einrichtungen zur Stromerzeugung und -speicherung, sowie steuerbarer Verbrauchseinrichtungen zentral in einem Register vorgehalten werden.

Zu § 7 (Gesetzliches Schuldverhältnis)

§ 7 entspricht inhaltlich unverändert § 4 EEG 2012: Absatz 1 ist gegenüber dem EEG 2012 unverändert, und Absatz 2 wird lediglich redaktionell geändert, insbesondere als Folge zur Änderung des § 77 EEG 2014.

Zu § 8 (Anschluss)

Zu Absatz 1

Der neue Gesetzeswortlaut des Satzes 1 greift die aktuelle Rechtsprechung auf. In Übereinstimmung mit dem Urteil des Bundesgerichtshofs (BGH) zur Bestimmung des Netzverknüpfungspunktes vom 10. Oktober 2012 (Az. VIII ZR 362/11) bedarf es keiner wortlautergänzenden Auslegung mehr, um die gesamtwirtschaftliche Betrachtung auch bei alternativen Verknüpfungspunkten innerhalb desselben Netzes anzustellen. Die inhaltliche Entsprechung von Gesetzeswortlaut und materieller Rechtslage erhöht damit die Transparenz und Anwenderfreundlichkeit der Regelung. Da es nunmehr nicht mehr darauf ankommt, ob der Verknüpfungspunkt in demselben Netz oder in einem anderen Netz liegt, ist die in der Praxis bislang nicht abschließend geklärte Abgrenzung zwischen einem anderen Netz und demselben Netz auch unerheblich. Unter „anderes Netz“ fällt somit sowohl das Netz eines anderen Netzbetreibers als auch ein anderes Netz desselben Netzbetreibers mit einer anderen Spannungsebene. Darüber hinaus wurde durch die Anfügung des zweiten Halbsatzes klargestellt, dass bei der Berechnung des technisch und wirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunktes nur die unmittelbaren Kosten in den Variantenvergleich mit einbezogen werden. Hierzu gehören auch die Kosten, die aufgrund des Anschlusses der Anlage an das entsprechende Netz zusätzlich durch die Zahlung einer Entschädigung nach § 15 EEG 2014 künftig entstehen können. Insbesondere in Fällen, in denen Anlagen an das Netz angeschlossen werden, welches zum Zeitpunkt des Netzanschlusses nicht ausreichend ausgebaut war, müssen die möglicherweise künftig aufgrund der Zahlungen nach § 15 EEG 2014 anfallenden Kosten berücksichtigt werden. Nicht berücksichtigt werden hingegen die mittelbaren Kosten, die z. B.

aufgrund der Verluste bei längeren Netzanschlussleitungen anfallen können oder die aufgrund von Umspannungsverlusten entstehen. Diese werden nicht in den Variantenvergleich mit einbezogen. Eine Änderung der Rechtslage ist damit nicht verbunden.

Satz 2 bleibt gegenüber dem EEG 2012 inhaltlich unverändert.

Zu Absatz 2

Die Ergänzung um einen neuen Absatz 2 Satz 2 dient der Rechtssicherheit und Anwenderfreundlichkeit der Norm. Zwar galt im Rückgriff auf den allgemeinen zivilrechtlichen Grundsatz von Treu und Glauben schon bisher, dass die Ausübung des Wahlrechtes des Anlagenbetreibers nicht rechtsmissbräuchlich erfolgen darf (vgl. BT-Drs. 16/8148, S. 41). Allerdings blieb insoweit offen, wann die Grenze zur Rechtsmissbräuchlichkeit konkret überschritten ist. Der BGH hat nunmehr im zweiten Leitsatz seines Urteils vom 10. Oktober 2012 (Az. VIII ZR 362/11) festgestellt, dass dem Wahlrecht dann der Einwand des Rechtsmissbrauchs entgegensteht, wenn „die dem Netzbetreiber hierdurch entstehenden Kosten nicht nur unerheblich über den Kosten eines Anschlusses an dem gesamtwirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt liegen“. Diese Rechtsprechung des BGH greift der Gesetzeswortlaut nunmehr auf. Von erheblichen Mehrkosten ist nach der Rechtsprechung des BGH auszugehen, wenn die vom Anlagenbetreiber gewählte Verknüpfungsvariante für den Netzbetreiber zu Mehrkosten in Höhe von mehr als 10 Prozent gegenüber dem Anschluss am gesamtwirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt führt. Dies wird durch die Änderung des Absatzes 2 jetzt ausdrücklich geregelt. Bei der Bestimmung des gesamtwirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunktes sind dabei nur die unmittelbaren Kosten unter Berücksichtigung der eventuell aufgrund des Netzanschlusses der Anlage zusätzlich anfallenden Kosten nach § 15 EEG 2014 zu berücksichtigen. Dies bedeutet, dass eventuelle Netz- und Trafoverluste als sogenannte mittelbare Kosten nicht zu berücksichtigen sind. Neben dem Anfallen von derlei erheblichen Mehrkosten können im Rahmen des § 242 BGB auch andere Gründe zu einer Rechtsmissbräuchlichkeit des Wahlrechtes des Anlagenbetreibers führen. Für die Höhe der Mehrkosten trägt der Netzbetreiber die Beweislast, da nur der Netzbetreiber über die notwendigen Informationen für den Variantenvergleich verfügt.

Zu Absatz 3

Absatz 3 bleibt gegenüber dem EEG 2012 unverändert.

Zu Absatz 4

Absatz 4 bleibt gegenüber dem EEG 2012 unverändert.

Zu Absatz 5

Absatz 5 bleibt gegenüber dem EEG 2012 unverändert.

Zu Absatz 6

In Satz 1 wird eine neue Nummer 4 eingeführt, die die bereits bestehende Pflicht des Netzbetreibers kodifiziert, den Einspeisewilligen die notwendigen Informationen zur Erfüllung der Pflicht nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 und 2 und Absatz 2 zur Verfügung zu stellen. Damit der Netzbetreiber die Einspeiseleistung der Anlagen ferngesteuert reduzieren kann, müssen sich die Anlagenbetreiber und der jeweilige Netzbetreiber auf ein gemeinsames Kommunikationssignal verständigen, das der Netzbetreiber senden und der Anlagenbetreiber empfangen kann. Grundsätzlich muss der Netzbetreiber den Anlagenbetreibern ein entsprechendes Signal vorgeben. Die zu übermittelnden Informationen müssen insgesamt so detailliert sein, dass der Anlagenbetreiber unter Zuhilfenahme von Fachkräften die technische Einrichtung erwerben und die entsprechenden Fachkräfte die technische Einrichtung in einen für den Netzbetreiber betriebsfähigen Zustand versetzen können. Hierzu gehören insbesondere Informationen zur anzuwendenden Technik (Fernwirktechnik, Rundsteuertechnik, Smart Meter, etc.) und deren Spezifikationen, die notwendig sind, damit der Netzbetreiber die Anlagen ferngesteuert regeln kann. Die Vorgabe des Netzbetreibers sollte sich an den aktuellen technischen Richtlinien orientieren und angemessen sein. Die Zusammenstellung, Prüfung und Übermittlung der Informationen nach § 8 Absatz 6 Nummer 4 gehört wie die anderen Übermittlungspflichten nach § 8 Absatz 5 und Absatz 6 zu den sich aus Absatz 1 ergebenden Nebenpflichten des Netzbetreibers und müssen insofern unentgeltlich erbracht werden, da sie die Voraussetzung für die Erfüllung der zentralen Pflicht des Netzbetreibers zum vorrangigen Anschluss der Anlagen an das Netz gehören.

Satz 2 bleibt ebenfalls gegenüber dem EEG 2012 unverändert.

Zu § 9 (Technische Vorgaben)

Zu Absatz 1

Durch die Änderungen in Absatz 1 wird klargestellt, dass die Pflicht nach § 9 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 und 2 auch dann erfüllt ist, wenn mehrere Anlagen, die Strom aus gleichartigen erneuerbaren Energien erzeugen, über eine gemeinsame technische Einrichtung am gemeinsamen Verknüpfungspunkt mit dem Netz geregelt und die gesamte Ist-Einspeisung der Anlagen ferngesteuert abgerufen werden kann. Bislang war unklar, ob jede einzelne Anlage eine entsprechende technische Einrichtung vorhalten musste oder ob es ausreichte, wenn mehrere Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden waren,

über eine gemeinsame technische Einrichtung am Netzverknüpfungspunkt verfügten. Nach einer Entscheidung des Landgerichts Berlin (Az. 22 O 352/11), bestätigt vom Kammergericht Berlin (23 U 71/12), muss jede einzelne Anlage über eine eigene technische Einrichtung im Sinne der Nummern 1 und 2 verfügen. Der Bundesgerichtshof hat sich sachlich mit dieser Frage noch nicht beschäftigt, aber in diesem Fall die Revision nicht zugelassen. Daher besteht derzeit in der Praxis große Rechtsunsicherheit, zumal die bisherigen Anforderungen zu den Systemdienstleistungen am Netzverknüpfungspunkt erbracht werden mussten. Da es für die Netzbetreiber ausreichend ist und in der Regel auch nur gefordert wird, dass sie über eine gemeinsame technische Einrichtung am Netzverknüpfungspunkt die Anlagen regeln und die Einspeiseleistung insgesamt abrufen können müssen, wird durch § 9 Absatz 1 Satz 2 klargestellt, dass auch in diesem Fall die Voraussetzungen des § 9 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 und 2 erfüllt sind. Um die Rechtsunsicherheit in der Vergangenheit zu beseitigen, wird diese Regelung über § 98 Absatz 1 auch auf Bestandsanlagen erstreckt und gilt auch rückwirkend. Durch die Änderungen in § 9 Absatz 1 entscheidet der Anlagenbetreiber, ob eine gemeinsame technische Einrichtung am Netzverknüpfungspunkt genutzt oder ob jede einzelne Anlage mit einer individuellen Einrichtung ausgestattet werden soll. Damit kann unterschiedlichen technischen Ausstattungen von Anlagen Rechnung getragen werden, ohne dass die Systemstabilität gefährdet würde. Der Anlagenbetreiber kann je nach Anlage die technisch und wirtschaftlich sinnvollste Lösung wählen.

Die derzeit noch in Verhandlungen befindlichen Vorgaben der europäischen Netzkodizes, insbesondere des Netzcodes „Anforderungen für Erzeugungsanlagen“ („Requirements for Generators RfG“), werden – sobald diese für die Mitgliedstaaten verbindlich sind – im Rahmen eines neuen Gesetzgebungsverfahrens oder im Rahmen der verbindlichen technischen Regelwerke in nationales Recht überführt.

Zu Absatz 2

Die Änderungen in Absatz 2 sind redaktionelle Folgeänderungen aufgrund der Änderungen in Absatz 1. Auch in den Fällen des Absatzes 2 können die Anlagenbetreiber eine gemeinsame technische Einrichtung zur Abregelung der über einen gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt angeschlossenen Anlagen verwenden oder an jeder einzelnen Anlage eine entsprechende technische Einrichtung zur ferngesteuerten Abregelung der Anlagenleistung vorhalten, da nach Absatz 1 Satz 2 die Pflicht nach Satz 1 auf die in Absatz 2 verwiesen wird in diesem Fall als erfüllt gilt.

Zu Absatz 3

Die Begriffe „sonst in unmittelbarer Nähe“ in § 6 Absatz 3 EEG 2012 führen bei Photovoltaikanlagen zu erheblichen Auslegungsproblemen. Um Rechtssicherheit zu schaffen, erfolgt da-

her für Neuanlagen eine Anlagenzusammenfassung in Absatz 3 nur in den Fällen, in denen sich die Photovoltaikanlagen auf demselben Grundstück im grundbruchrechtlichen Sinne oder auf demselben Gebäude befinden. Dies bedeutet, dass Photovoltaikanlagen, die sich zwar nicht auf demselben Gebäude, aber auf demselben Grundstück befinden, zusammengefasst werden.

Dabei gilt auch im Rahmen des § 6 Absatz 3 der Gebäudebegriff des § 5. Bei Reihenhäusern gilt daher jedes Reihnhaus als eigenständiges Gebäude. Die Photovoltaikanlagen werden dementsprechend nur dann zusammengefasst, wenn sich die Reihenhäuser auf demselben Grundstücken befinden. Für Bestandsanlagen bleibt die Rechtslage gemäß § 96 unverändert.

Zu Absatz 4

Absatz 4 stellt eine Ausformung des allgemeinen Rechtsgrundsatzes des „venire contra factum proprium“ dar. Die Netzbetreiber sind nach § 8 Absatz 6 Nummer 4 EEG 2014 verpflichtet, den Einspeisewilligen die erforderlichen Informationen zur Erfüllung der Pflichten nach § 9 Absatz 1 und 2 EEG 2014 zu übermitteln. Insbesondere müssen sie die notwendigen technischen Parameter zum Empfang eines Kommunikationssignals vorgeben. Die Anforderungen kann die der Anlagenbetreiber nicht erfüllen, solange der Netzbetreiber sie oder ihn nicht über die konkreten Anforderungen informiert hat. Allerdings obliegt es dem Anlagenbetreiber, die entsprechenden Informationen anzufordern. Die Bereitstellung dieser Informationen liegt nach dieser Anforderung im Verantwortungsbereich des Netzbetreibers und fällt – anders als etwa die übrigen Anforderungen – in dessen Risikosphäre.

Es wäre widersprüchlich, wenn der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber die Auszahlung der Förderung nach den §§ 19 ff. EEG 2014 verweigern würde, obwohl er selbst durch sein Verhalten die Auszahlung unmöglich gemacht hat. Daher gilt die harte Sanktion des § 24 Absatz 2 Nummer 1 EEG 2014 nicht, wenn der Anlagenbetreiber alles in der eigenen Sphäre Mögliche zur Erfüllung der Pflicht nach § 9 Absatz 1 oder 2 getan hat und die Erfüllung der Pflicht nur an den fehlenden Informationen des Netzbetreibers gescheitert ist. Kann der Anlagenbetreiber die eigene Pflicht also nicht erfüllen, weil der Netzbetreiber die erforderlichen Informationen trotz schriftlicher Anfrage nicht zur Verfügung stellt, so gelten die Pflichten als erfüllt, wenn der Anlagenbetreiber oder den Teilbereich der Pflichten erfüllt, den er oder sie ohne die erforderlichen Informationen erfüllen kann. Er oder sie bleibt also insbesondere dazu verpflichtet, die eigene Anlage mit einem abregelungsfähigen Wechselrichter oder einer technischen Vorrichtung, z.B. einem Schütz, auszustatten, die eine spätere Ansteuerbarkeit und Einbindung in das Einspeisemanagement des Netzbetreibers technisch ermöglicht („EinsMan-ready“). Daher muss er oder sie zumindest einen abregelungsfähigen Wechselrichter oder einen Schütz einbauen und vorhalten. Hierdurch ist die Vorgabe, dass die Anla-

ge mit einer technischen Vorrichtungen ausgestattet ist, die geeignet sind, die Anlagen „ein- und auszuschalten“, erfüllt. Dabei bedeutet „ein- und ausschalten“ nicht zwangsläufig, dass gar keine Einspeisung aus der Anlage ins Netz mehr erfolgt. Ein „Ausschaltens“ im Sinne des Gesetzes liegt auch dann noch vor, wenn die Einspeisung der Anlage soweit reduziert werden kann, dass nur noch aufgrund von „Leckströmen“ sehr geringe Mengen an Strom aus der Anlage ins Netz eingespeist wird.

Daneben muss nach § 8 Absatz 4 der Anlagenbetreiber den und den Netzbetreiber schriftlich oder elektronisch zur Übermittlung der notwendigen Informationen nach § 8 Absatz 6 Satz 1 Nummer 4 EEG 2014 aufgefordert haben. Solange der Netzbetreiber die Informationen nach § 8 Absatz 6 Satz 1 Nummer 4 EEG 2014 nicht übermittelt hat, greift die scharfe Sanktion des § 24 Absatz 2 Nummer 1 EEG 2014 nicht, sondern der Anspruch nach den §§ 19 ff. EEG 2014 besteht ungekürzt. Erst wenn der Netzbetreiber die erforderlichen Informationen nach § 8 Satz 1 Absatz 6 Nummer 4 EEG 2014 übermittelt hat, kann der Anlagenbetreiber eine entsprechende technische Einrichtung zum Empfang des Kommunikationssignals vom Netzbetreiber nachträglich einbauen. Dies muss sie oder er dann auch unverzüglich tun, ansonsten greift die Sanktion des § 24 Absatz 2 Nummer 1 EEG 2014. Die Kosten dieser Nachrüstung trägt der Anlagenbetreiber. Ein Schadensersatzanspruch gegen den Netzbetreiber aufgrund der Verletzung der Pflicht nach § 8 Absatz 6 Satz 1 Nummer 4 EEG 2014 ist gesetzlich nicht vorgesehen. Vielmehr muss der Anlagenbetreiber damit rechnen, dass sie oder er zumindest später eine entsprechende Empfangsvorrichtung (in der Regel einen Rundsteuerempfänger, Fernwirktechnik oder einen Smart Meter) einbauen muss.

Zu Absatz 5

Die bisher in Absatz 5 geregelten besonderen Systemdienstleistungsanforderungen für Windkraftanlagen werden gestrichen, da diese mittlerweile in die geltenden Netzanschlussbestimmungen (z.B. Mittelspannungsrichtlinie) eingegangen sind. Daher wird auch die Einhaltung der Systemdienstleistungsrichtlinie nicht mehr eine Anspruchsvoraussetzung für den Förderanspruch. Allerdings verweist § 10 Absatz 2 EEG 2014 weiterhin auf § 49 EnWG, so dass klargestellt ist, dass die technischen Regelwerke auch auf Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien Anwendung finden.

Anstelle des bisherigen Absatz 5 treten die bisher in § 6 Absatz 4 EEG 2012 geregelten besonderen technischen Anforderungen für Biomasseanlagen. Der bisherige § 6 Absatz 4 Satz 1 EEG 2012 wird dabei durch Absatz 5 Satz 1 neu strukturiert, indem die weiterhin kumulativ geforderten Fördervoraussetzungen des technisch gasdicht abgedeckten neuen Gärrestlagers und der mindestens 150-tägigen hydraulischen Verweilzeit im gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System nunmehr in zwei Einzelziffern aufgetrennt werden. Inhaltlich ändert sich hierdurch unmittelbar nichts. Die bislang schon geforderte Verwendung

zusätzlicher Gasverbrauchseinrichtungen wird nunmehr in Satz 1 Nummer 3 geregelt. Hierfür reichen Gasverbrauchseinrichtungen nicht aus, die nur zeitweise, also nicht kontinuierlich an der Anlage vorgehalten werden (z.B. mobile Gasfackeln, die für mehrere Anlagen gemeinsam vorgehalten werden). Denn solche Einrichtungen gewährleisten in einem Notfall oder auch bei Fällen des Einspeisemanagements nicht, dass die Gasfackel umgehend bei der betroffenen Anlage bzw. bei allen betroffenen Anlagen eingesetzt werden kann.

Der neugefasste Absatz 5 Satz 2 tritt an die Stelle der bisherigen Privilegierung nach § 6 Absatz 4 Satz 2 EEG 2012 für reine Flüssiggülle-Biogasanlagen und befreit nunmehr sämtliche Biogasanlagen, die ausschließlich feste oder flüssige Gülle im Sinne des § 5 Nummer 19 EEG 2014 einsetzen, von der Pflicht zur technisch gasdichten Abdeckung neuer Gärrestlager am Standort der Biogaserzeugung und zur mindestens 150-tägigen hydraulischen Verweilzeit im gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System. Diese Befreiung gilt somit insbesondere auch für Biogasanlagen, die eine Förderung nach § 44 EEG 2014 (kleine Gülleanlagen) in Anspruch nehmen, sofern in der Anlage – über die Fördervoraussetzungen des § 44 EEG 2014 hinausgehend – ausschließlich Gülle im Sinne des § 5 Nummer 19 EEG 2014 eingesetzt wird.

Von der Pflicht zur mindestens 150-tägigen hydraulischen Verweilzeit im gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System befreit werden nach Absatz 5 Satz 3 zudem Biogasanlagen, die eine Förderung nach § 43 EEG 2014 (Bioabfallvergärungsanlagen) in Anspruch nehmen. Das 150-Tage-Erfordernis ist in den Fällen des § 43 nicht sachgerecht, da der mit der Regelung verfolgte Klimaschutzeffekt – ebenso wie bei den schon bislang befreiten reinen Gülleanlagen – auch ohne das 150-Tage-Erfordernis bereits durch das Erfordernis der Nachrotte fester Gärrückstände sichergestellt ist. Das Erfordernis einer technisch gasdichten Abdeckung neuer Gärrestlager bleibt in diesen Fällen bestehen, da offene Gärrestlager eine Hauptquelle für klimaschädliche Emissionen darstellen.

Zu Absatz 6

Absatz 6 entspricht § 6 Absatz 5 des EEG 2012. Allerdings wird die Vorschrift befristet. Letztlich dient sie dazu die technischen Regelwerke der Netzbetreiber für Windenergieanlagen verbindlich zu machen und so Rechtssicherheit zu schaffen. Mittelfristig soll diese Aufgabe durch die Normen des Forums Netztechnik beim VDE übernommen werden. Da diese Normen aber noch im Entstehen sind, sind gesetzliche Standards übergangsweise erforderlich.

Zu Absatz 7

In Absatz 7 wird gegenüber dem § 6 Absatz 6 EEG 2012 der Wortlaut an die Umstellung der §§ 19 ff. EEG 2014 auf eine grundsätzlich verpflichtende Direktvermarktung angepasst.

Zu Absatz 8

Der neue Absatz 8 stellt sicher, dass der mit der EnWG-Novelle 2011 erreichte Sicherheits- und Interoperabilitätsstandard perspektivisch auch für die nach § 9 beschriebenen Anwendungsfälle Berücksichtigung finden muss. So wird abgesichert, dass Einspeisemaßnahmen in der Zukunft über sichere intelligente Messsysteme vorgenommen werden, die den besonderen nach dem Energiewirtschaftsgesetz vorgesehenen Schutzprofilen entsprechen. Technische Anforderungen sowie Einsatzbereiche und Anwendungsfälle werden durch die Rechtsverordnungen auf Grund des Energiewirtschaftsgesetzes konkretisiert.

Zu § 10 (Ausführung und Nutzung des Anschlusses)

Die Bestimmung ist inhaltlich gegenüber § 7 EEG 2012 unverändert.

Zu § 11 (Abnahme, Übertragung und Verteilung)

Zu Absatz 1

Absatz 1 wird an die Umstellung des Fördersystems auf die verpflichtende Direktvermarktung als Regelfall angepasst. Er stellt klar, dass mit der Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung der Abnahmevorrang der erneuerbaren Energien unverändert erhalten bleibt. Bislang umfasste der Begriff der Stromabnahme nach § 8 Absatz 1 Satz 1 EEG 2012, der auf die Einspeisevergütung als Regelfall der Förderung ausgerichtet war, sowohl die rein physikalische als auch die kaufmännisch-bilanzielle Stromabnahme. Dabei werden unter dem Begriff der physikalischen Abnahme die Vorgänge verstanden, die notwendig sind, um den Strom aus der Anlage in das Netz einzuspeisen und bis zu einem Empfänger durchzuleiten. Ein Eingriff in die Pflicht zur physikalischen Abnahme liegt beispielsweise vor, wenn eine Anlage aufgrund eines Netzengpasses abgeregelt wird. Der Begriff der kaufmännisch-bilanziellen Abnahme meint die handelsmäßige Abnahme des Stroms, indem dieser gekauft und in den Bilanzkreis aufgenommen wird. Es war jedoch anerkannt, dass im Falle der Direktvermarktung die Pflicht zur vorrangigen Stromabnahme nur eine rein physikalische Abnahme sein konnte. Die vorrangige kaufmännische Abnahme galt somit auch bisher nur im Rahmen der Einspeisevergütung. Der Begriff der kaufmännischen Abnahme bezieht sich insofern nicht auf die rügefrie Abnahme einer Ware nach § 377 HGB. Im EEG 2014 bedeutet die kaufmännische Abnahme vielmehr, dass der Strom in den eigenen Bilanzkreis übernommen wird. Diese Pflicht zur vorrangigen kaufmännischen Abnahme gilt für den Netzbetreiber nur noch im Rahmen der Einspeisevergütung für kleine Anlagen und der Einspeisevergütung in Ausnahmefällen sowie für Bestandsanlagen in der Einspeisevergütung. Ein

Eingriff in die Pflicht zur vorrangigen kaufmännischen Abnahme liegt vor, wenn die Vergütungs- oder Prämienzahlung bei sehr niedrigen Preisen am Strommarkt reduziert wird.

Netzbetreiber sind daher nach Satz 1 weiterhin vorbehaltlich des § 14 verpflichtet, den gesamten angebotenen Strom aus erneuerbaren Energien unverzüglich vorrangig physikalisch abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen. Dementsprechend stellt § 11 Absatz 1 Satz 2 EEG 2014 klar, dass der Abnahmevorrang nach Satz 1 auch für die kaufmännische Abnahme gilt, soweit Strom im Rahmen einer Einspeisevergütung gefördert wird.

Die Gleichrangigkeit von Strom aus erneuerbaren Energien und aus KWK-Anlagen bleibt nach § 11 Absatz 1 Satz 3 unverändert. Etwas anderes ergibt sich auch nicht aus der Tatsache, dass in Absatz 1 Satz 1 nunmehr von der physikalischen Abnahme die Rede ist, nur die war bisher auch im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz gemeint.

Zu Absatz 2

Absatz 2 enthält lediglich redaktionelle Folgeänderungen. Aufgrund der Neufassung von § 5 hat sich die Nummerierung der Begriffsdefinitionen geändert. Der bisher in § 8 Absatz 2 EEG 2012 enthaltene Verweis auf diese Begriffsdefinitionen entfällt, da eine Inbezugnahme auf Legaldefinitionen in demselben Gesetz nicht erforderlich ist.

Zu Absatz 3

In Satz 1 wird der Direktvermarktungsunternehmer ergänzt. Ziel dieser Änderung ist es, solche Vertragsschlüsse zu erleichtern. Die Direktvermarktungsunternehmer haben in der Regel Zugriff auf ein großes Portfolio von Anlagen, so dass effektive Verträge mit wenig bürokratischem Aufwand möglich sind.

Satz 2 soll klarstellen, dass durch solche Vereinbarungen der grundsätzliche Vorrang der erneuerbaren Energien nicht ausgehöhlt werden darf.

Zu den Absätzen 4 und 5

Die Absätze 4 und 5 sind gegenüber dem EEG 2012 inhaltlich unverändert,

Zu § 12 (Erweiterung der Netzkapazität)

Die Bestimmung ist inhaltlich gegenüber § 9 EEG 2012 unverändert, sie wird lediglich an verschiedenen Stellen sprachlich klarer gefasst und an die Terminologie des übrigen Gesetzes angepasst. Ein inhaltlicher Änderungsbedarf ist derzeit nicht ersichtlich. Soweit § 12 Absatz 3 EEG 2014 mit der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit einen unbestimmten Rechtsbegriff

enthält, kann zur Auslegung insbesondere auf die Entscheidungen der Clearingstelle zurückgegriffen werden, insbesondere auf das Votum 2008/14.

Zu § 13 (Schadensersatz)

Die Bestimmung ist inhaltlich gegenüber § 10 EEG 2012 unverändert und vollzieht lediglich die infolge der Neunummerierung des EEG notwendigen Anpassungen der Verweise nach. Die Streichung von Absatz 2 Satz 2 ist ebenfalls rein redaktionell, da sich bereits aus Absatz 2 Satz 1 ergibt, dass ein Auskunftsanspruch nur mit Blick auf Absatz 1 besteht.

Zu § 14 (Einspeisemanagement)

Die Änderungen in § 14 EEG 2014 sind redaktionelle Folgeänderungen gegenüber dem § 11 EEG 2012. Insbesondere wurden die Verweise auf andere Bestimmungen des EEG aufgrund der im Gesetzentwurf erfolgten Änderungen angepasst. Weitergehende Änderungen an den Regelungen zum Einspeisemanagement sollen im Rahmen eines weiteren Gesetzgebungsverfahrens zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes vorgenommen werden. Die Bundesregierung strebt hierfür eine ganzheitliche Regelung der unterschiedlichen Vorschriften zum Einspeise- und Erzeugungsmanagement nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Energiewirtschaftsgesetz an. Diese soll den Blick auf die gesamte Stromerzeugung richten und den Umbau der Stromerzeugung insgesamt besser mit den Netzausbauplanungen verknüpfen. Daher sollen nicht nur die Regelungen im EEG zur Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien, sondern auch die Regelungen im EnWG zur Stromeinspeisung aus konventionellen Energien entsprechend angepasst werden. Für Bestandsanlagen und Anlagen, die bis zum Inkrafttreten der geplanten Neuregelungen zum Einspeisemanagement in Betrieb genommen worden sind, bleiben die Vorgaben des Einspeisemanagements und der entsprechenden Entschädigung unverändert. Im Übrigen wird bei der künftigen Neuregelung sichergestellt, dass neue Anlagen aufgrund der finanziellen Förderungen des EEG 2014 weiterhin wirtschaftlich betrieben werden können.

Zu § 15 (Härtefallregelung)

Die Bestimmung ist inhaltlich im Wesentlichen gegenüber § 12 EEG 2012 unverändert und vollzieht die infolge der Neunummerierung des EEG notwendigen Anpassungen der Verweise nach. Hinzu kommt, dass Anlagenbetreiber die Entschädigung für Abregelung nach Absatz 1 (genau wie Marktprämie oder Vergütung) zukünftig immer von dem Netzbetreiber

erhalten, an dessen Netz ihre Anlage angeschlossen ist. Dieser hat einen Erstattungsanspruch gegen den jeweils verantwortlichen Netzbetreiber. Die gesamtschuldnerische Haftung hat zu einer Vielzahl von Unsicherheiten und hohem Verwaltungsaufwand geführt und wird aus diesem Grund ersetzt.

Zu § 16 (Netzanschluss)

Die Bestimmung ist inhaltlich gegenüber § 13 EEG 2012 unverändert und vollzieht lediglich die infolge der Neunummerierung des EEG notwendigen Anpassungen der Verweise nach.

Zu § 17 (Kapazitätserweiterung)

Die Bestimmung ist inhaltlich gegenüber § 14 EEG 2012 unverändert.

Zu § 18 (Vertragliche Vereinbarung)

Die Bestimmung ist inhaltlich gegenüber § 15 EEG 2012 unverändert und vollzieht lediglich die infolge der Neunummerierung des EEG notwendigen Anpassungen der Verweise nach.

Zu § 19 (Förderanspruch für Strom)

Der neu gefasste § 19 ersetzt den bisherigen § 16 EEG 2012 und stellt weiterhin die zentrale Anspruchsgrundlage für die finanzielle Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas unter dem EEG 2014 dar.

Zu Absatz 1

Im Gegensatz zu § 16 EEG 2012 formuliert der neue Absatz 1 nicht mehr eine Regelung für die Einspeisevergütung, sondern einen zentralen Anspruch auf finanzielle Förderung für eingespeisten Strom, worunter sowohl der Anspruch auf die Marktprämie als auch der Anspruch auf eine Einspeisevergütung nach § 35 für Kleinanlagen oder auf eine Einspeisevergütung in Ausnahmefällen nach § 36 EEG 2014 fallen. Hintergrund dieser Neuformulierung ist der neue Vorrang der Direktvermarktung, demgegenüber tritt die Einspeisevergütung zurück und steht nur noch ausnahmsweise für kleine Anlagen sowie als Notfalloption für direktvermarktende Anlagen zur Verfügung.

Zugleich bringt die neue Nummer 2 das bereits bestehende Gegenleistungsprinzip deutlicher zum Ausdruck: Die Förderung erfolgt für die Erzeugung erneuerbarer Strommengen. Auch wenn diese wie bei der Direktvermarktung nicht mehr vom Netzbetreiber abgenommen und weiter gereicht werden, erbringen die Anlagenbetreiber diese Gegenleistung weiterhin. Die erneuerbare Eigenschaft fällt an den Netzbetreiber, der sie bezahlt und im Rahmen der Wälzung an den Übertragungsnetzbetreiber weiter gibt, der wiederum die Vergütung zahlt. Auch im Falle geförderter Direktvermarktung (Marktprämie) können die Strommengen deshalb nicht als Strom aus erneuerbaren Energien vermarktet werden; die sogenannte „erneuerbare Eigenschaft“ des geförderten Stroms fällt vielmehr den Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu, die zur Zahlung der EEG-Umlage verpflichtet sind.

Zu Absatz 2

Absatz 2 regelt die Abschlagszahlungen, die bisher in § 16 Absatz 1 Satz 3 EEG 2012 geregelt waren. Bei diesem Anspruch auf die Abschlagszahlungen wird das Fälligkeitsdatum auf den 15. Kalendertag für die Zahlungen für den jeweiligen Vormonat festgelegt. Im Übrigen können die Grundsätze, die die Clearingstelle zu Abschlagszahlungen entwickelt hat, weiterhin herangezogen werden.

Zu Absatz 3

Der Förderanspruch nach Absatz 1 wird nicht fällig und der Anspruch auf Abschlagszahlungen nach Absatz 2 entfällt, solange der Anlagenbetreiber die Pflichten nach § 67 EEG 2014 zur Übermittlung der notwendigen Informationen für die Endabrechnung an den Netzbetreiber nicht erfüllt hat. Diese Regelung soll einen ökonomischen Druck auf die Anlagenbetreiber ausüben, die Pflichten nach § 67 EEG 2014 schnell zu erfüllen. Werden die erforderlichen Informationen geliefert, müssen die bis dahin aufgelaufenen Förderansprüche erfüllt werden. Das Recht auf Abschlagszahlungen lebt ab dem Zeitpunkt der Übermittlung aller gesetzlich geforderten Daten wieder auf.

Diese Sanktion gilt nicht für das Inbetriebnahmejahr, da erst nach dem Inbetriebnahmejahr die erste Endabrechnung erfolgt und somit die Pflicht des § 67 EEG 2014 besteht. Aus Absatz 3 ergibt sich keine Pflicht für Anlagenbetreiber, die nach § 67 EEG 2014 geforderten Daten monatlich zur Verfügung zu stellen.

Zu Absatz 4

Die Regelung entspricht der Vorgängerregelung des § 16 Absatz 2 EEG 2012.

Der bisherige § 16 Absatz 3 EEG 2012 entfällt, eine inhaltlich entsprechende Regelung für die beiden verbleibenden Fälle der Einspeisevergütung findet sich nunmehr in § 37 EEG 2014.

Zu § 20 (Wechsel zwischen Veräußerungsformen)

Die Regelung, die § 33d Absatz 1 EEG 2012 ersetzt, regelt die Wechselfristen zwischen den verschiedenen in Absatz 1 bezeichneten Veräußerungsformen.

Der Absatz 1 bestimmt den jeweiligen Monatsersten als Zeitpunkt, zu dem Anlagenbetreiber zwischen den Veräußerungsformen der Marktprämie, der sonstigen – d.h. nicht finanziell geförderten – Direktvermarktung, der Einspeisevergütung für kleine Anlagen und der Einspeisevergütung in Ausnahmefällen wechseln können. Dabei kann ein Anlagenbetreiber, der mehrere Anlagen betreibt, jede Anlage in einer anderen Vermarktungsform vermarkten, wie sich aus den Wörtern „mit jeder Anlage“ ergibt. Nur die Vermarktung des Stroms aus einer Anlage in verschiedene Vermarktungsformen ist nach Absatz 2 untersagt.

Nach Absatz 2 kann Strom nicht anteilig in verschiedenen Formen nach § 20 Absatz 1 veräußert werden. Der Strom aus einer Anlage kann also nur noch einheitlich nach einer der Formen nach § 20 Absatz 1 veräußert werden. Eine Veräußerung des Stroms aus einer Anlage in verschiedenen Formen ist nicht mehr gleichzeitig, sondern nur noch nacheinander durch einen Wechsel nach § 20 möglich. Dies stellt eine Änderung zu § 33f EEG 2012 dar, der noch zuließ, dass der in einer Anlage erzeugte Strom anteilig auf verschiedene Veräußerungsformen verteilt werden konnte. In der Praxis wurde diese Möglichkeit jedoch kaum genutzt, so dass kein Bedürfnis besteht, sie fortzuführen. Einer anteiligen Veräußerung von Strom aus der Anlage in der Form des § 20 Absatz 2 Nummer 2 an Dritte zum Verbrauch in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage und ohne Durchleitung durch ein Netz steht dies nicht entgegen.

Absatz 3 Nummer 1 stellt klar, dass ein Wechsel nur des Direktvermarktungsunternehmers nicht an den Wechselzeitpunkt nach Absatz 1 gebunden ist, sofern damit nicht zugleich auch ein Wechsel der Veräußerungsform nach § 20 Absatz 1 EEG 2014 verbunden ist. Nummer 2 stellt zugleich klar, dass die Wechselfristen nicht für Veräußerungen von Strom außerhalb des Netzes an Abnehmer in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage gelten. Dies entspricht der Rechtslage unter dem EEG 2012 (§ 33a Absatz 2 EEG 2012).

Zu § 21 (Verfahren für Wechsel)

Die Regelung ersetzt die Absätze 2 bis 4 des bisherigen § 33d EEG 2012 und regelt das Wechselverfahren zwischen den verschiedenen in § 20 Absatz 1 bezeichneten Veräußerungsformen.

Zu Absatz 1

Satz 1 entspricht grundsätzlich § 33d Absatz 2 Satz 1 EEG 2012. Die Mitteilung muss vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats erfolgen. Eine Mitteilung für Wechsel in die Einspeisevergütung in Ausnahmefällen nach § 36 EEG 2014 oder aus dieser zurück in die Direktvermarktung muss abweichend hiervon nach Satz 2 nur mit verkürzter Mitteilungsfrist bis zum fünftletzten Werktag des Vormonats mitgeteilt werden. Diese kürzere Frist trägt dem Charakter der Einspeisevergütung nach § 36 EEG 2014 Rechnung. Dies ermöglicht einen zügigen Wechsel in die ausschließlich als vorübergehende Notfallregelung konzipierte Einspeisevergütung. Ebenso kann ein Anlagenbetreiber zügig in die Direktvermarktung zurückwechseln, wenn z.B. ein neuer Direktvermarktungsvertrag erst in der zweiten Hälfte eines Monats abgeschlossen werden kann. Mit der Pflicht der Netzbetreiber nach § 68 Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe b, Wechselmitteilungen unverzüglich an die Übertragungsnetzbetreiber zu übermitteln, haben Letztere die erforderlichen Informationen mit ausreichendem Vorlauf, um ihrerseits ihren Veröffentlichungspflichten nachkommen zu können.

Zu Absatz 2

Absatz 2 entwickelt § 33d Absatz 2 Satz 2 EEG 2012 weiter. Nach Satz 1 Nummer 1 ist dem Netzbetreiber jeder Wechsel in eine der Vermarktungsformen nach § 20 Absatz 1 mitzuteilen. Wie in der Vorgängerregelung ist nach Satz 1 Nummer 2 bei einem Wechsel in eine der beiden Direktvermarktungsformen zusätzlich der Bilanzkreis mitzuteilen, dem der direkt vermarktete Strom zugeordnet werden soll. Wie schon nach § 33d Absatz 2 Nummer 1 EEG 2012 muss der Bilanzkreis, dem der direkt vermarktete Strom zugeordnet werden soll, nach Satz 1 Nummer 2 nur gemeldet werden, wenn in eine der beiden Direktvermarktungsformen nach § 20 Absatz 1 Nummer 1 oder 2 gewechselt wird. Bei einem Wechsel in die Einspeisevergütung nach § 20 Absatz 1 Nummer 3 oder 4 werden die eingespeisten Strommengen im EEG-Bilanzkreis des aufnehmenden Netzbetreibers nach § 11 StromNZV bilanziert. Bei einem Wechsel in die Nachbarbelieferung nach § 20 Absatz 2 Nummer 2 ist eine derartige Meldung ebenfalls nicht erforderlich, da kein Netz im Sinne des § 5 Nummer 26 EEG 2014 in Anspruch genommen wird.

Neu hinzugekommen ist Satz 2, nach dem Anlagenbetreiber auch einen Bilanz- oder Unterbilanzkreis benennen sollen, in den Ausgleichsenergiemengen einzustellen sind. Diese Soll-Vorschrift begründet keine Verpflichtung, sondern stellt lediglich eine Obliegenheit dar. Bei Einhaltung dieser Obliegenheit ist davon auszugehen, dass im Fall einer „Verunreinigung“ des Direktvermarktungsbilanzkreises aufgrund von Ausgleichsenergiemengen, die durch den Netzbetreiber eingestellt werden, dies nicht von der dem Anlagenbetreiber oder dem Direktvermarktungsunternehmer zu vertreten ist und die Voraussetzung des § 33 Nummer 3 Buchstabe b erfüllt ist.

Zu den Absätzen 3 und 4

Die Absätze 3 und 4 entsprechen im Wesentlichen § 33d Absatz 3 und 4 EEG 2012 und bilden das bisher durch die Übertragungsnetzbetreiber abgewickelte Wechselverfahren ab, wie es sich auch anhand ihrer gemeinsam betriebenen Netztransparenz-Internetseite nachvollziehen lässt. Wie der einleitende Halbsatz in Absatz 3 klarstellt, gilt dies nur unter dem Vorbehalt, dass die Bundesnetzagentur keine Festlegung getroffen hat. Dies verweist auf die Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur nach § 81 Absatz 1b Nummer 3 EEG 2014 zur Abwicklung von Wechseln der Veräußerungsform, insbesondere zu Verfahren, Fristen und Datenformaten, und stellt klar, dass bei Ausübung dieser Kompetenz abweichend von den Vorgaben nach den Absätzen 3 und 4 ausschließlich die Vorgaben einer solchen Festlegung maßgeblich sind. Zuletzt hat die Bundesnetzagentur in diesem Zusammenhang eine Festlegung von Marktprozessen für Einspeisestellen (Strom) (Az.: BK6-12-153) getroffen.

Der Verweis auf die Rechtsfolgen bei Verstößen gegen die Wechselvorschriften aus § 33d Absatz 5 EEG 2012 ist gestrichen. Die Rechtsfolge (Verringerung des Förderanspruchs auf den Monatsmarktwert) ist in § 24 Absatz 2 Nummer 2 geregelt.

Vorbemerkung zu den §§ 22 bis 24

Die §§ 17 ff. EEG 2012 wurden umstrukturiert und finden sich nunmehr in den §§ 22 ff. wieder. Dies dient der besseren Verständlichkeit der Vorschriften. § 19 ist die Grundnorm und regelt den Förderanspruch für Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas. § 22 regelt die Dauer des Förderanspruchs. § 23 gibt vor, wie die Höhe des Anspruchs zu berechnen ist und folgt nunmehr auf die Regelung der Förderdauer. § 24, der eine Verringerung des Anspruchs aus § 19 regelt, schließt sich an, während die bislang in § 19 EEG 2012 enthaltene Bestimmung zur vergütungsseitigen Anlagenzusammenfassung, die ebenfalls Auswirkungen auf die Förderhöhe hat, sich nunmehr im Anschluss an die Regelungen zur Vergütungsdegression in dem neuen § 30 wiederfindet.

Zu § 22 (Förderbeginn und Förderdauer)

Der neu gefasste § 22 ersetzt den bisherigen § 21 EEG 2012. Die Verschiebung der Regelung dient der besseren Verständlichkeit des Gesamttextes. Die Änderungen der Paragraphenüberschrift sowie im Regelungstext stellen gegenüber § 21 Absatz 2 EEG 2012 weitgehend redaktionelle Folgeänderungen dar, mit denen die Regelung an den neuen Vorrang der Direktvermarktung angepasst wird.

Der bisherige § 21 Absatz 1 EEG 2012 entfällt, da ihm keine eigenständige Bedeutung mehr zukommt. Da eine Inbetriebnahme der Anlage nach § 5 Nummer 21 Halbsatz 1 EEG 2014 nunmehr erst bei erstmaliger Inbetriebsetzung der Anlage ausschließlich mit erneuerbaren Energien oder Grubengas vorliegt, beginnt der Anspruch auf finanzielle Förderung mit Inbetriebnahme der Anlage, wobei für die Auszahlung der jeweiligen finanziellen Förderung die weiteren hierzu erforderlichen Voraussetzungen wie insbesondere die tatsächliche Einspeisung des Stroms in das Netz vorliegen müssen.

Die Ergänzung der Wörter „der Anlage“ in den Sätzen 1 und 2 dient der Klarstellung, dass die gesetzliche Förderdauer von 20 Jahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres für den gesamten in der Anlage erzeugten Strom gleichermaßen mit der Inbetriebnahme der Anlage beginnt, ungeachtet der Inbetriebsetzung der einzelnen stromerzeugenden Generatoren dieser Anlage. Auch für Strom aus Generatoren, die nachträglich zu der Anlage hinzugebaut werden und im Sinne des weiten Anlagenbegriffs Teil der Anlage werden, ist hinsichtlich des Beginns der 20-jährigen Förderdauer auf die bereits zeitlich früher erfolgte Inbetriebnahme der Anlage abzustellen. Dies betrifft insbesondere im Bereich der Biomasseverstromung Generatoren etwa in Blockheizkraftwerken, die nachträglich zu einer bestehenden Biogasanlage hinzugebaut und Teil dieser Anlage werden. Für Strom aus einem später hinzugebauten weiteren Generator derselben Anlage verbleibt folglich eine, um den Zeitraum seit Inbetriebnahme der Anlage verkürzte, Förderdauer; es tritt kein Neubeginn der 20-jährigen Förderdauer für Strom aus diesem später in Betrieb gesetzten Generator ein. Ein Neubeginn der 20-jährigen Förderdauer für später hinzugebaute und in Betrieb gesetzte Generatoren einer Anlage würde dem ausdrücklichen Willen des Gesetzgebers zuwider laufen, die Förderdauer für Anlagen zeitlich zu begrenzen. Schon die amtliche Begründung zu dem weitgehend wortgleichen § 21 Absatz 2 EEG 2009 betonte: Eine Befristung der Vergütung verhindert einerseits die dauerhafte Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas und dient andererseits der Absicherung der Investoren, da sie diesen ein Höchstmaß an Planungssicherheit bietet. Die Befristung der Förderzahlungen folgt dabei gängigen energiewirtschaftlichen Berechnungsformeln und Amortisationszyklen. Die Vergütungen sind für 20 Jahre zuzüglich des Inbetriebnahmejahres zu zahlen (Bundestags-Drucksache 16/8148, S. 52). Würde für jeden nachträglich hinzugebauten Generator einer Anlage eine erneute 20-jährige Förderdauer anlaufen, könnte dies durch den sukzessiven Zubau immer neuer Generatoren zu der vom Gesetzgeber gerade nicht beabsichtigten zeitlich unbegrenzten Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas aus einer bestimmten Anlage führen. Hintergrund für diese Klarstellung ist ein Urteil des BGH zum Anlagenbegriff nach den §§ 3 Nummer 1 Satz 1 und 19 Absatz 1 EEG 2009 (BGH, Urteil vom 23. Oktober 2013, Az. VIII ZR 262/12), mit dem der BGH bestätigt, dass im EEG von einem weiten Anlagenbegriff auszugehen ist. Ausführungen in der Urteilsbegründung haben allerdings zu Verunsicherung

hinsichtlich der Frage geführt, wie der Beginn der Förderdauer für Strom aus einer Biomasseanlage nach § 21 Absatz 2 EEG 2009 / 2012 zu bestimmen ist. Die Inbetriebnahme setzt, wie auch der BGH betont, am Begriff der Anlage und nicht am Generator an. Die Pflicht des Netzbetreibers zur Förderung des erneuerbar erzeugten Stroms (mit der Marktprämie oder der Einspeisevergütung) bestand nach § 21 Absatz 1 EEG 2012 hingegen erst ab dem Zeitpunkt, ab dem in einem Generator der Anlage erstmals Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energien erzeugt und anschließend in das Netz eingespeist wird. Für nachträglich hinzugebaute Generatoren beginnt die Pflicht des Netzbetreibers zur Förderung folglich erst mit der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in diesem Generator; der Förderzeitraum für Strom aus diesem nachträglich hinzugebauten Generator richtet sich dabei jedoch nach dem Inbetriebnahmezeitpunkt der Gesamtanlage und ist somit für die Stromerzeugung in diesem Generator bereits um die seit Inbetriebnahme der Gesamtanlage verstrichene Zeit verkürzt. Die amtliche Begründung zu dem insoweit wortgleichen § 21 Absatz 1 EEG 2009 betonte: Weichen das Jahr der erstmaligen Inbetriebnahme und das Jahr der erstmaligen Stromerzeugung ausschließlich aus erneuerbaren Energien voneinander ab (z. B. nach Umstellung von fossilen auf erneuerbare Energieträger), wird die Förderhöhe von der Rechtslage zum Zeitpunkt der erstmaligen Inbetriebnahme bestimmt (Bundestags-Drucksache 16/8148, S. 52). Förderdauer und -höhe bestimmen sich folglich für sämtliche Generatoren einer Anlage nach dem Zeitpunkt der erstmaligen Inbetriebnahme der Anlage, der Anspruch auf erstmalige Gewährung der Förderung besteht hingegen erst mit der erstmaligen Stromerzeugung ausschließlich aus erneuerbaren Energien.

Zu § 23 (Berechnung der Förderung)

§ 23 EEG 2014 entspricht inhaltlich weitgehend dem bisherigen § 18 Absatz 1 und 2 EEG 2012. Der neu hinzugekommene Absatz 1 stellt klar, dass zur Ermittlung der Förderhöhe sowohl in der Marktprämie als auch in der Einspeisevergütung der anzulegende Wert als Maßstab zugrunde zu legen ist. Der anzulegende Wert ist der zur Ermittlung der Marktprämie oder der Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas zugrunde zu legende Betrag nach den §§ 38 bis 49 und 53 in Cent pro Kilowattstunde. Sowohl für die vorrangig zu nutzende Marktprämie als auch für die nur ausnahmsweise zu nutzende Einspeisevergütung dienen die anzulegenden Werte der §§ 38 bis 49 und 53 EEG 2014 als Maßstab für die Berechnung der jeweiligen Förderhöhe. Dabei sind aufgrund des neuen gesetzlichen Vorrangs der Direktvermarktung in die Marktprämie in den anzulegenden Werten der §§ 38 bis 49 und 53 bereits Vermarktungsmehrkosten in Höhe von 0,4 Cent/kWh für Windenergie- und Photovoltaikanlagen und in Höhe von 0,2 Cent/kWh für alle übrigen Energieträger eingepreist. Diese eingepreisten Direktvermarktungsmehrkosten spiegeln die

Mehrkosten wider, die bislang über die nunmehr für Neuanlagen gestrichene Managementprämie abgedeckt wurden. Für Anlagen in der Einspeisevergütung reduziert sich der anzulegende Wert nach Maßgabe der §§ 35 und 36 EEG 2014 entsprechend um die eingepreisten Direktvermarktungsmehrkosten bzw. um einen pauschalen Abschlag von 20 Prozent. In dem neuen Absatz 4 werden die Bestimmungen aufgeführt, nach denen sich der nach den §§ 38 bis 49 und 53 – gegebenenfalls unter Zusammenfassung mehrerer Anlagen nach § 30 – grundsätzlich anzulegende Wert für die jeweilige Anlage verringert.

Zu § 24 (Verringerung der Förderung)

Die neu gefasste Regelung entwickelt die Bestimmung des § 17 EEG 2012 weiter. Er enthält zudem die im Zuge des Erlasses der Anlagenregisterverordnung erforderlichen redaktionellen Anpassungen.

Zu Absatz 1

Absatz 1 greift die Vorgängerregelung in § 17 Absatz 2 Nummer 1 und 2 EEG 2012 auf und bündelt diese in Nummer 1. Im Unterschied zu jener wird die fehlende Registrierung der Anlage im Anlagenregister mit einer Reduzierung des Förderanspruchs auf Null sanktioniert. Dies ist erforderlich, damit umfassend und zeitnah sämtliche Anlagen, die eine Förderung in Anspruch nehmen, im Anlagenregister erfasst werden und so eine hohe Datenqualität erreicht wird. Die Förderung wird nicht reduziert, wenn die der Anlagenbetreiber die nach der Anlagenregisterverordnung anzugebenden Daten fristgemäß übermittelt hat. Die Regelung ist wie Nummer 2 auch anwendbar, wenn Anlagen auf Grund der nach § 6 Absatz 3 vorgezeichneten Übertragung des Anlagenregisters auf das Gesamtanlagenregister nach § 51 Absatz 3 EnWG künftig im Gesamtanlagenregister registriert werden müssen.

Nummer 2 ist eine Neuregelung, die im Zusammenhang mit dem Erlass der Anlagenregisterverordnung steht. Nach § 5 sowie § 16 Absatz 4 des Entwurfs der Anlagenregisterverordnung müssen auch bestimmte Änderungen anlagenbezogener Daten mitgeteilt werden. Diese Vorgabe betrifft insbesondere die nachträgliche Erweiterung von Anlagen, die zu einer höheren installierten Leistung führt. Die Angabe über Änderungen der installierten Leistung ist erforderlich, um diese über die gesamte Lebenszeit einer Anlage korrekt zu erfassen und damit insbesondere auch den Absenkungen der anzulegenden Werte nach § 27 bis 29 EEG 2014 die tatsächlich richtigen Werte zugrunde zu legen. Entsprechend wird im Gleichlauf mit Nummer 1 mit der Reduzierung der Förderung auf Null für den Zeitraum der fehlenden Übermittlung der Angaben nach Maßgabe der Anlagenregisterverordnung der notwendige Anreiz für eine rechtzeitige Datenübermittlung gesetzt. Die Reduzierung gilt nur „soweit“ die

erforderliche Meldung nicht erfolgt. Das bedeutet, dass nur der Anteil der Stromerzeugung, welcher der erhöhten installierten Leistung entspricht, nicht gefördert wird.

Zu Absatz 2

Satz 1 listet in der bestehenden Systematik des § 17 Absatz 2 EEG 2012 die Verstöße auf, die zu einer Reduzierung der Förderung auf den Monatsmarktwert führen.

Nummer 1 entspricht § 17 Absatz 1 EEG 2012. Der Verstoß gegen die technischen Vorgaben in § 9 Absatz 1, 2 oder 5 EEG 2014 wird jedoch nur noch mit einer Reduzierung der Förderung auf den Marktwert anstelle einer Reduzierung auf Null sanktioniert.

Nummer 2 entspricht inhaltlich der Vorgängerregelung in § 17 Absatz 3 EEG 2012 und passt diese an die neue Fördersystematik an.

Nummer 3 sanktioniert Fälle mit Reduzierung der Förderung auf den Marktwert, wenn Anlagenbetreiber den in der betreffenden Anlage erzeugten Strom mit Strom aus mindestens einer anderen Anlage über eine gemeinsame Messeinrichtung abrechnen, und nicht der gesamte über diese Messeinrichtung abgerechnete Strom direkt vermarktet wird oder nicht für den gesamten über diese Messeinrichtung abgerechneten Strom eine Einspeisevergütung in Anspruch genommen wird. Anlagenbetreiber müssen mithin sämtliche Anlagen, für die sie eine gemeinsame Messeinrichtung nutzen, entweder direkt vermarkten oder in der Einspeisevergütung betreiben. Soweit der Strom aus den über die gemeinsame Messeinrichtung abgerechneten Anlagen direkt vermarktet wird, ist eine Direktvermarktung unterschiedlicher Anlagen in unterschiedlichen Formen der Direktvermarktung hierdurch nicht ausgeschlossen. Diese Vorgabe dient wie die Vorgängernorm in § 33c Absatz 1 EEG 2012 einer praktikablen Umsetzung der Direktvermarktung und der Einspeisevergütung sowie der Verhinderung von Missbrauch etwa dadurch, dass bei einem Anlagenpark einzelne Anlagen für die Direktvermarktung und andere für die Einspeisevergütung angemeldet werden und die Stromerzeugung des Anlagenparks je nach Börsenpreis den Anlagen in der Direktvermarktung oder den Anlagen in der festen Einspeisevergütung zugewiesen würde.

Nummer 4 entspricht inhaltlich § 17 Absatz 2 Nummer 3 EEG 2012.

Nummer 5 greift § 56 Absatz 4 EEG 2012 auf und regelt die Reduzierung der Förderung auf den Marktwert in Fällen, in denen Anlagenbetreiber gegen das Doppelvermarktungsverbot nach § 76 verstoßen.

Nummer 6 ist identisch mit § 17 Absatz 2 Nummer 4 EEG 2012.

Satz 2 regelt zum einen die Dauer der Verringerung des Förderanspruchs auf den Marktwert in den Fällen, in denen der Wechsel zwischen den verschiedenen Vermarktungsformen nicht

nach Maßgabe des § 20 EEG 2014 übermittelt wird oder nicht der gesamte über eine Messeinrichtung abgerechnete Strom einheitlich direkt vermarktet bzw. in die Einspeisevergütung veräußert wird. Danach gilt die Verringerung bis zum Ablauf des Kalendermonats, der auf die Beendigung des Verstoßes folgt. Des Weiteren ordnet Satz 2 für Verstöße gegen das Doppelvermarktungsverbot die Reduzierung der Förderung auf den Monatsmarktwert für die Dauer des Verstoßes zuzüglich der darauffolgenden sechs Monate an.

Vorbemerkung zu den §§ 25 bis 29

§ 25 EEG 2014 ersetzt als allgemeine Degressionsvorschrift den bisherigen § 20 EEG 2012. Für Strom aus Biomasse und aus Windenergieanlagen an Land wird die Degression in Abhängigkeit des Bruttozubaues bestimmt und nunmehr gesondert in den §§ 27 und 28 EEG 2014 geregelt. Der bereits unter dem EEG 2012 enthaltene „atmende Deckel“ für Strom aus solarer Strahlungsenergie wird im Grundsatz beibehalten und ist nun in § 29 EEG 2014 geregelt.

Zu § 25 (Allgemeine Bestimmungen zur Absenkung der Förderung)

Zu Absatz 1

Nach Satz 1 gelten die anzulegenden Werte nach §§ 38 bis 49 EEG 2014 nur für Anlagen, die vor der erstmaligen Absenkung der Förderung in Betrieb genommen worden sind. Dieses Datum ist von Technologie zu Technologie unterschiedlich. Im Bereich der solaren Strahlungsenergie erfolgt die Absenkung monatlich, somit gelten schon zum 1. September 2014 neue Vergütungssätze (Nummer 1). Im Bereich Geothermie und Windenergie auf See greift die Absenkung erst zum 1. Januar 2018, weil bis dahin aufgrund der zu erwartenden Installationszahlen mit keiner signifikanten Kostendegression zu rechnen ist (Nummer 2). Für die übrigen Technologien ist der nach dem geltenden Recht zum 1. Januar 2015 eingreifende Degressionsschritt auf den 1. August 2014 vorgezogen, so dass eine Absenkung erstmals zum 1. Januar 2016 erfolgt (Nummer 3). Darüber hinaus sind die Übergangsregelungen in den §§ 96 ff. EEG 2014 zu beachten, die zum Teil Abweichendes regeln und insbesondere für Bestandsanlagen, die vor dem Inkrafttreten der EEG-Novelle am 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind, die fortwährende Anwendbarkeit des EEG 2012 anordnen (§ 96 Absatz 1).

Nach Satz 2 gelten die anzulegenden Werte nach §§ 38 bis 49 EEG 2014 auch für Anlagen, die nach den in den Nummer 1 bis 3 genannten Zeitpunkten in Betrieb genommen worden sind, jedoch sind zusätzlich die Regeln über die Absenkung (bzw. bei starker Unterschrei-

tung der Förderkorridore teilweise auch Anhebung) der anzulegenden Werte nach den Absätzen 2 und 3 sowie nach den §§ 26 bis 29 zu beachten.

Nach Satz 3 sind bei der Berechnung der optionalen Einspeisevergütung für kleine Anlagen nach § 35 EEG 2014 vor der Anwendung der Degressionsregeln der Wert nach § 35 Absatz 3 Nummer 1 oder 2 EEG 2014 vom anzulegenden Betrag abzuziehen. Grund dafür ist, dass die anzulegenden Werte auch ein Förderelement enthalten, das die Kosten der Anlagenbetreiber für die Direktvermarktung kompensieren soll, vergleichbar der unter dem EEG 2012 noch gesondert ausgewiesenen Managementprämie. Wird eine Einspeisevergütung nach § 35 EEG 2014 in Anspruch genommen, muss dieses Förderelement bei der Bestimmung der Vergütungssätze herausgerechnet werden, da bei der Einspeisevergütung die Vermarktungskosten von den Übertragungsnetzbetreibern getragen werden und es ansonsten zu einer Überförderung käme. Satz 3 stellt diesbezüglich sicher, dass diese Vermarktungskosten auch bei der Berechnung der Degression für die Fördersätze der Einspeisevergütung außen vor bleiben. Nach Halbsatz 2 erfolgt bei Inanspruchnahme der Ausfallvergütung nach § 36 EEG 2014 die Absenkung genau anders herum: Hier wird erst die Degression abgezogen und dieser degressive Wert bildet den Ausgangspunkt für die Berechnung des 20 Prozent-Abschlags für die Ausfallvergütung. Dies ist relevant nur insoweit, wie die Degression nicht prozentual, sondern nominal ausgedrückt ist, also bei der Windenergie auf See (§ 26 Nummer EEG 2014). Würde hier die Förderung wie bei § 35 EEG 2014 berechnet, hätte dies andernfalls zur Folge, dass die Differenz zwischen regulärem Fördersatz und Fördersatz in der Ausfallvergütung kontinuierlich kleiner würde.

Satz 4 entspricht mit redaktionellen Anpassungen § 20 Absatz 1 Satz 3 EEG 2012.

Zu Absatz 2

Absatz 2 entwickelt in Verbindung mit der Anlagenregisterverordnung auf Basis von § 90 EEG 2014 die Vorschriften des § 20a Absatz 2 bis 4 EEG 2012 weiter. Nach der Anlagenregisterverordnung haben Anlagenbetreiber die Inbetriebnahme von Anlagen dem Anlagenregister zu übermitteln. Auf Basis dieser Daten kann ermittelt werden, ob die installierte Leistung der neu in Betrieb genommenen Anlagen die technologiespezifischen Ausbauziele nach § 1a in Verbindung mit den §§ 27 bis 29 EEG 2014 über- oder unterschreitet. Die jeweils registrierte neu installierte Leistung ist deshalb technologiescharf nach Maßgabe der Anlagenregisterverordnung zu veröffentlichen. Anlagen, die installiert, aber nicht registriert wurden, werden demnach nicht berücksichtigt, Anlagen, die zwar registriert, aber nicht installiert werden, hingegen schon. Dies ist im Sinne von möglichst großer Rechtssicherheit und Rechtsklarheit erforderlich. Werden solche Widersprüche später aufgedeckt, sieht der Entwurf der Anlagenregisterverordnung eine entsprechende Korrekturmöglichkeit vor (§ 11 Absatz 2 Satz 2).

Zu Absatz 3

Absatz 3 definiert den Begriff Zubau. Nach diesem Zubau richtet sich in den §§ 27 bis 29 EEG 2014 das Maß der Absenkung der Förderung für Strom aus Biomasse, Windenergie an Land und solarer Strahlungsenergie. Dabei wird der Zubau in der Sache als Bruttozubau definiert. Dies bedeutet, dass die Stilllegung von Anlagen nicht berücksichtigt wird und sich der mögliche Zubau durch diese nicht erhöht.

Zu Absatz 4

Die Rundungsvorschrift des Absatzes 4 entspricht mit redaktionellen Anpassungen § 20 Absatz 3 EEG 2012.

Zu § 26 (Jährliche Absenkung der Förderung)

In den Nummern 1 bis 5 wird für Strom aus Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas und Geothermie der jeweilige Prozentsatz der jährlichen Degression aus dem EEG 2012 beibehalten.

Nach Nummer 6 Buchstabe a wird die jährliche Degression für die Anfangsvergütung für Strom aus Windenergieanlagen auf See nach § 48 Absatz 2 auf 0,5 Cent pro Kilowattstunde ab 2018 festgesetzt. Nach Nummer 6 Buchstabe b beträgt die Degression für die erhöhte Anfangsvergütung bei Wahl des sogenannten Stauchungsmodells nach § 48 Absatz 3 EEG 2014 ab 2018 1 Cent/kWh pro Jahr. Dieser Betrag spiegelt die erwarteten Kostensenkungen bei Windenergieanlagen auf See aufgrund von Technologieentwicklungen und weiteren Effizienzgewinnen wider. Gleichzeitig wird das optionale Stauchungsmodell nach § 31 Absatz 3 EEG 2012 über den 31. Dezember 2017 hinaus bis zum 31. Dezember 2019 verlängert (anders als bislang in § 31 Absatz 3 EEG 2012 vorgesehen). Dadurch sollen anstehende Investitionen in Windenergieanlagen auf See angesichts der langen Vorlaufzeiten und teilweise erwarteter Verzögerungen beim Netzanschluss gesichert werden. Damit das Basismodell nach § 48 Absatz 2 EEG 2014 gegenüber dem Stauchungsmodell nach § 48 Absatz 3 EEG 2014 wirtschaftlich attraktiv bleibt, fällt die Degression im Basismodell nach Nummer 6 Buchstabe a geringer aus.

Die Degression für Strom aus Biomasse, Windenergie an Land und solarer Strahlungsenergie wird in den §§ 27 bis 29 EEG 2014 geregelt.

Zu § 27 (Absenkung der Förderung für Strom aus Biomasse)

§ 27 EEG 2014 regelt nunmehr gesondert die Degression für Biomasseanlagen.

Absatz 1 legt das jährliche Zubauziel für Biomasseanlagen mit bis zu 100 MW installierter Leistung fest.

Absatz 2 bestimmt abweichend von der bisherigen Degressionsvorschrift in § 20 Absatz 2 Nummer 5 EEG 2012, dass die Degression vierteljährlich jeweils zum 1. Januar, 1. April, 1. Juli und 1. Oktober erfolgt. Im Wesentlichen unverändert bleibt hingegen die Höhe der Degression, die nun 0,5 Prozent vierteljährlich beträgt im Vergleich zu jährlich 2,0 Prozent nach § 20 Absatz 2 Nummer 5 EEG 2012. Beginn der Degression ist der 1. Januar 2016, da die für 2015 vorgesehene Degression bereits auf den 1. August 2014 vorgezogen wurde.

Um langfristig sicherzustellen, dass die Ausbauziele für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse eingehalten werden, regelt Absatz 3 eine erhöhte Degression von vierteljährlich 1,27 Prozent, wenn der Zubau von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse in einem Zeitraum von zwölf Monaten das Ziel nach Absatz 1 überschreitet. Der Zubau bemisst sich dabei anhand der im Anlagenregister im maßgeblichen Bezugszeitraum nach Absatz 4 neu registrierten installierten Leistung. Damit ist gewährleistet, dass es nur dann zu einer erhöhten Absenkung kommt, wenn die installierte Leistung von Biomasseanlagen in einem 12-Monats-Zeitraum tatsächlich um mehr als 100 MW steigt. Die erhöhte Degression greift aufgrund der Bezugnahme auf Absatz 2 ebenfalls erstmals zum 1. Januar 2016. Dieser Beginn ergibt sich daraus, dass zum einen ein voller 12-Monats-Zeitraum für die Feststellung einer möglichen Zielüberschreitung betrachtet wird und zum anderen die erhöhte Degression erst für Anlagen greift, die fünf Monate nach Feststellung der Zielüberschreitung in Betrieb genommen werden (vgl. Absatz 4).

Absatz 4 legt als Bezugszeitraum und damit als maßgeblichen Zeitraum für die Feststellung einer Überschreitung des 100 MW-Ziels nach Absatz 1 den Zeitraum nach dem letzten Kalendertag des 18. und vor dem ersten Kalendertag des 5. Kalendermonats fest, die einem Zeitpunkt nach Absatz 2 vorangehen. In Verbindung mit der frühzeitigen Veröffentlichung der Zubauzahlen nach § 25 Absatz 2 EEG 2014 gewährleistet dies Planungssicherheit für die betroffenen Anlagenbetreiber, da 5 Monate vor Inbetriebnahme ihrer Anlagen bekannt ist, ob die erhöhte Degression greift oder nicht. Zugleich implementiert Absatz 4 ein „rollierendes“ System, indem zu jedem der vierteljährlichen Degressionszeitpunkte nach Absatz 2 eine Anpassung aufgrund einer Überschreitung im maßgeblichen 12-Monats-Zeitraum erfolgen kann.

Zu § 28 (Absenkung der Förderung für Strom aus Windenergieanlagen an Land)

§ 28 EEG 2014 regelt in Absatz 1 den angestrebten Zielkorridor für Windenergieanlagen an Land, in Absatz 2 die Degression, in den Absätzen 3 bis 5 eine erhöhte bzw. verringerte Absenkung für den Fall, dass der Zielkorridor nach Absatz 1 über- bzw. unterschritten wird, sowie in Absatz 6 die Definition des Bezugszeitraums.

Absatz 1 legt den angestrebten Zubaukorridor für Windenergieanlagen an Land mit 2.400 bis 2.600 MW neu installierter Leistung pro Kalenderjahr fest.

Absatz 2 bestimmt abweichend von der bisherigen Degressionsvorschrift in § 20 Absatz 2 Nummer 7 Buchstabe b EEG 2012, dass die Degression ab dem 1. Januar 2016 vierteljährlich jeweils zum 1. Januar, 1. April, 1. Juli und 1. Oktober erfolgt. Nur leicht angehoben wird hingegen die Höhe der Degression, die nun 0,4 Prozent vierteljährlich beträgt, im Vergleich zu jährlich 1,5 Prozent nach § 20 Absatz 2 Nummer 7 Buchstabe b EEG 2012.

Zur Umsetzung des Zielkorridors nach Absatz 1 für Windenergieanlagen an Land regelt Absatz 3 eine stufenweise erhöhte Degression in Abhängigkeit der Summe in Megawatt, um den die installierte Leistung von Windenergieanlagen an Land den Zielkorridor in einem 12-Monats-Zeitraum überschreitet. Der maßgebliche Zubau bemisst sich dabei nach der Definition in § 25 Absatz 3 EEG 2014 anhand der im Anlagenregister im Bezugszeitraum nach Absatz 6 neu registrierten installierten Leistung. Damit ist gewährleistet, dass die Windförderung nur dann abgesenkt wird, wenn die installierte Leistung in einem 12-Monats-Zeitraum tatsächlich den Zielkorridor überschreitet. Die erhöhte Degression greift aufgrund der Bezugnahme auf Absatz 2 erstmals zum 1. Januar 2016. Dieser Beginn ergibt sich daraus, dass zum einen ein voller 12-Monats-Zeitraum für die Feststellung einer möglichen Zielüberschreitung betrachtet wird und zum anderen die erhöhte Degression erst für Anlagen greift, die fünf Monate nach Feststellung der Zielüberschreitung in Betrieb genommen werden (vgl. Absatz 6).

Absatz 4 regelt spiegelbildlich zu Absatz 3 die stufenweise Absenkung der Degression, wenn der Zielkorridor nach Absatz 1 im Bezugszeitraum unterschritten wird, um die langfristige Einhaltung des Zielkorridors zu gewährleisten.

Absatz 5 legt darüber hinaus eine Erhöhung der anzulegenden Werte nach § 47 EEG 2014 für Fälle fest, in denen der Zielkorridor um mehr als 600 MW unterschritten wird. Die Erhöhung erfolgt in zwei Schritten von 200 MW mit einer Erhöhung von jeweils 0,2 Prozentpunkten. Durch die Erhöhung der anzulegenden Werte soll eine langfristige Verfehlung des Zielkorridors durch zu geringen Zubau verhindert werden.

Absatz 6 bestimmt – im Einklang mit § 27 Absatz 4 EEG 2014 – den Bezugszeitraum und damit den für die Feststellung der Einhaltung des Zielkorridors nach Absatz 1 maßgeblichen Zeitraum.

Zu § 29 (Absenkung der Förderung für Strom aus solarer Strahlungsenergie)

Mit § 29 EEG 2014 wird der bewährte „atmende Deckel“ für Strom aus solarer Strahlungsenergie, der bislang in § 20b EEG 2012 geregelt war, in seiner grundlegenden Struktur im Wesentlichen beibehalten und in Bezug auf einige Aspekte weiterentwickelt. Durch die PV-Novelle 2012 wurde die zubauabhängige Degression verstetigt. Dies hat dazu geführt, dass sich auch der Zubau verstetigt hat. Im Jahr 2013 lag der Zubau erstmals seit drei Jahren wieder im Rahmen des gesetzlichen Zielkorridors. Dies ist unter anderem auf den automatischen Mechanismus des „atmenden Deckels“ zurückzuführen, dessen Systematik daher beibehalten wird. Die Degression der anzulegenden Werte erhöht bzw. verringert sich danach für den Fall, dass der Zielkorridor nach Absatz 1 über- bzw. unterschritten wird.

Zu Absatz 1

Mit Absatz 1 wird der bereits in § 20a Absatz 1 EEG 2012 enthaltene Zielkorridor für Photovoltaikanlagen von 2.400 bis 2.600 MW pro Kalenderjahr festgelegt. Es erfolgt somit eine Absenkung und Verschmälerung des Zielkorridors. Die Verschmälerung des Zielkorridors gewährleistet eine zielgenauere Steuerung der Degression bei einer signifikanten Über- oder Unterschreitung des Ausbauziels von 2.500 MW pro Jahr.

Zu Absatz 2

Satz 1 setzt die monatliche Basisdegression entsprechend § 26 Absatz 1 EEG 2014 mit 0,5 Prozent fest. Somit wird die Basisdegression an die Entwicklung der Photovoltaik angepasst. Satz 2 regelt anknüpfend an § 20b Absatz 8 EEG 2012 als Ausgangspunkt des „atmenden Deckels“ die vierteljährliche Anpassung der monatlichen Basisdegression jeweils zum 1. Januar, 1. April, 1. Juli und 1. Oktober jedes Jahres. Damit erfolgt zum 1. Oktober 2014 erstmalig die Bestimmung der Degression der Photovoltaik-Fördersätze auf Grundlage des EEG 2014.

Zu Absatz 3

Im Vergleich zu § 20b Absatz 8 EEG 2012 wird in Absatz 3 die Erhöhung der Degression bei Überschreiten des Zielkorridors sinnvoll an die Änderungen der Absätze 1 und 2 angepasst. Hierzu regelt Absatz 3 eine stufenweise erhöhte Degression in Abhängigkeit der Summe in Megawatt, um die die installierte Leistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer

Strahlungsenergie in einem 12-Monats-Zeitraum den Zielkorridor überschreitet. Der maßgebliche Zubau bemisst sich dabei anhand der im Anlagenregister im Bezugszeitraum nach Absatz 5 neu registrierten installierten Leistung, einschließlich der installierten Leistung von im Wege der Ausschreibung geförderten Freiflächenanlagen nach § 53 EEG 2014. Damit ist gewährleistet, dass die Absenkung der Photovoltaikförderung nur dann erhöht wird, wenn die installierte Leistung in einem 12-Monats-Zeitraum tatsächlich den neuen Zielkorridor überschreitet. Eine Erhöhung der Degression würde in diesem Fall den weiteren Zubau der Photovoltaik dämpfen und in den Zielkorridor zurückführen. Die erhöhte Degression kann erstmals zum 1. Oktober 2014 greifen, sofern im entsprechenden Bezugszeitraum nach Absatz 5 der neue Zielkorridor überschritten wurde. Der Photovoltaikzubau wird bereits nach § 17 Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe a EEG 2012 erfasst, so dass hier zeitnah auf den erfolgten Zubau reagiert werden kann und nicht erst – anders als für Windenergieanlagen an Land und Biomasse – abgewartet werden muss, bis nach Inkrafttreten der Anlagenregisterverordnung nach § 90 EEG 2014 ein kompletter Bezugszeitraum „durchgelaufen“ ist. Die bisher in § 20a Absatz 2 bis 7 EEG 2012 geregelten Degressionsvorschriften können ersatzlos entfallen, da sie sich auf bereits durchgeführte Degressionen in der Vergangenheit beziehen.

Zu Absatz 4

Nummern 1 und 2 regeln spiegelbildlich zu Absatz 3 die Absenkung der Degression, wenn der Zielkorridor nach Absatz 1 im Bezugszeitraum um die entsprechenden Megawattzahlen unterschritten wird, um die langfristige Einhaltung des Zielkorridors zu gewährleisten. Im Vergleich zu der Absenkung nach § 20b Absatz 9 Nummer 1 und 2 EEG 2012 erfolgt eine Anpassung an die Änderungen der Absätze 1 und 2 und die Absenkung verringert sich nunmehr nach der Nummer 1 auf 0,25 Prozent bei Unterschreiten des Zielkorridors um bis zu 900 MW sowie auf 0 Prozent bei Unterschreiten des Zielkorridors um mehr als 900 und weniger als 1400 MW. In Nummer 3 ist für Fälle einer starken Unterschreitung des Korridors, die die Zielerreichung dauerhaft zu gefährden drohen, die Erhöhung der anzulegenden Werte geregelt.

Zu Absatz 5

Absatz 5 legt als Bezugszeitraum und damit als maßgeblichen Zeitraum für die Feststellung einer Über- oder Unterschreitung des Zielkorridors nach Absatz 1 den Zeitraum nach dem letzten Kalendertag des 14. Kalendermonats, der einem Anpassungszeitpunkt nach Absatz 2 Satz 2 vorangeht, und vor dem ersten Kalendertag des Kalendermonats, der diesem Anpassungszeitpunkt vorangeht, fest. Zugleich behält Absatz 5 in Verbindung mit Absatz 2 Satz 2 das „rollierende“ System des § 20b Absatz 8 und 9 EEG 2012 bei, indem zu jedem der vier-

teljährlichen Degressionszeitpunkte nach Absatz 2 Satz 2 eine Anpassung aufgrund einer Über- oder Unterschreitung im maßgeblichen 12-Monats-Zeitraum erfolgen kann.

Zu Absatz 6

Satz 1 übernimmt die Obergrenze von 52 GW installierter Leistung für die Förderung von Strom aus solarer Strahlungsenergie aus § 20a Absatz 9a EEG 2012. Anders als in den vorhergehenden Absätzen in Bezug auf den atmenden Deckel zählen für diese Obergrenze nur geförderte Photovoltaikanlagen nach Satz 2. Nicht geförderte Anlagen werden hingegen von der Vorschrift nicht berücksichtigt. Satz 2 entwickelt den Begriff der geförderten Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie aus § 20a Absatz 5 EEG 2012 weiter und umfasst alle geförderten Neu- und Bestandsanlagen. Nach Satz 2 Nummer 1 zählen als geförderte Photovoltaikanlagen zunächst solche, die nach Maßgabe der Anlagenregisterverordnung nach § 90 EEG 2014 als geförderte Anlage registriert worden sind. Zusätzlich umfasst Nummer 2 die Bestandsanlagen, die nach früheren Fassungen des EEG ihren Standort und ihre installierte Leistung an die Bundesnetzagentur übermittelt haben. Schließlich erfasst Nummer 3 die vor dem 1. Januar 2010 in Betrieb genommenen Anlagen. Da eine Registrierung von Photovoltaikanlagen vor diesem Zeitpunkt gesetzlich nicht vorgesehen war, war nach § 20a Absatz 2 Nummer 2 Buchstabe b EEG 2012 die Summe der installierten Leistung einheitlich vorgenommen wurde, ist die Summe dieser älteren Anlagen von der Bundesnetzagentur zu schätzen.

Nach § 94 Absatz 2 EEG 2014 legt die Bundesregierung rechtzeitig vor Erreichen dieses Ziels von 52 GW einen Vorschlag für eine Neuregelung vor.

Zu § 30 (Förderung für Strom aus mehreren Anlagen)

Der neu gefasste § 30 entspricht inhaltlich weitgehend § 19 EEG 2012 und wird vornehmlich an den neuen Vorrang der Direktvermarktung angepasst.

Absatz 1 ist gegenüber § 19 Absatz 1 EEG 2012 inhaltlich unverändert.

In Absatz 2 (bisher § 19 Absatz 1a EEG 2012) wird zudem klargestellt, dass die Anlagenzusammenfassung nur innerhalb von Gemeinden erfolgt, die für den Erlass des Bebauungsplans zuständig sind. Diese Begrenzung erfolgt, damit der Anlagenbetreiber sich an die Gemeinde wenden kann und die Gemeinde ihr oder ihm mitteilen kann, ob für ein anderes Projekt ein Bebauungsplan erstellt worden ist. Der Anlagenbetreiber erhält durch diese Klarstellung eine höhere Rechtssicherheit. Diese Klarstellung erfolgt nur für die Anlagen, für deren Errichtung ein Bebauungsplan erforderlich ist. Soweit ausnahmsweise kein Bebauungsplan

erforderlich ist, kommt es wie bisher auf das Gebiet der Gemeinde an, in dem die Anlage belegen ist. In der Regel läuft dies auf dasselbe Gemeindegebiet hinaus.

Darüber hinaus wird in Absatz 3 Satz 2 der Begriff Bemessungsleistung durch den Begriff installierte Leistung ersetzt, da die Bemessungsleistung von Anlagen, die nicht mit einer eigenen Messeinrichtung ausgestattet sind, nicht zu ermitteln ist. Die Sonderregelung für Photovoltaikanlagen, für die schon immer auf die installierte Leistung verwiesen wurde, kann entsprechend entfallen.

Absatz 4 enthält unverändert die Regelung zur Ermittlung der Vergütungen mehrerer Windenergieanlagen bei Nutzung einer gemeinsamen Messeinrichtung.

Zu § 31 (Aufrechnung)

Der neu gefasste § 31 entspricht inhaltlich weitgehend § 22 EEG 2012 und wird sprachlich an den Vorrang der Direktvermarktung angepasst.

Zu § 32 (Marktprämie)

Zu Absatz 1

Absatz 1 entspricht § 33g Absatz 1 EEG 2012. Die Pflicht aus § 33g Absatz 1 Satz 2 Halbsatz 2 EEG 2012, wonach monatlich dem Netzbetreiber die tatsächlich eingespeiste und abgenommene Strommenge gemeldet werden musste, wurde gestrichen, da der Monatsmarktwert nunmehr ausschließlich auf Basis der Online-Hochrechnung nach Anlage 3 Nummer 3.1 berechnet wird.

Zu Absatz 2

Absatz 2 entspricht § 33g Absatz 2 EEG 2012. Die Methode zur Berechnung der Marktprämie in Anlage 1 wurde im Vergleich zum EEG 2012 geändert (siehe Begründung zu Anlage 1). Der in § 33g Absatz 2 Satz 2 EEG 2012 noch enthaltene Bezug auf die „tatsächlich festgestellten“ Werte entfällt, da der Monatsmarktwert nunmehr ausschließlich – und nicht wie bisher nur alternativ – auf Basis der Online-Hochrechnung nach Anlage 1 Nummer 3.1 berechnet wird. Die bislang in § 33g Absatz 2 Satz 3 EEG 2012 geregelte Pflicht zur Zahlung von monatlichen Abschlägen wurde in die allgemeinen Fördervorschriften in § 19 Absatz 2 EEG 2014 verschoben und ist damit auch ohne gesonderten Verweis direkt auf die Marktprämie nach den §§ 32 ff. EEG 2014 anwendbar.

Der Regelungsgehalt aus § 33g Absatz 3 EEG 2012 entfällt teilweise, teilweise wurde er in andere Regelungen verschoben.

Der Verweis in § 33g Absatz 4 EEG 2012 auf die Aufrechnungsregel nach § 22 EEG 2012, die nun in § 31 EEG 2014 enthalten ist, muss in § 32 EEG 2014 nicht mehr geregelt werden, da er nun ebenfalls in den allgemeinen Fördervorschriften enthalten ist.

Zu § 33 (Voraussetzungen der Marktprämie)

§ 33 EEG 2014 regelt die Voraussetzungen für die Inanspruchnahme der Marktprämie nach § 32 Absatz 1 EEG 2014.

Nach Nummer 1, der § 33c Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe b EEG 2012 entspricht, ist Voraussetzung für die Inanspruchnahme der Marktprämie, dass für den Strom keine vermiedenen Netzentgelte nach § 18 Absatz 1 Satz 1 StromNEV in Anspruch genommen werden.

Nach Nummer 2 ist weitere Voraussetzung, dass die Anlage fernsteuerbar im Sinne des § 34 EEG 2014 ist. Dadurch wird sichergestellt, dass die Fahrweise der direkt vermarkteten Anlage an der jeweiligen Marktlage, insbesondere an den Preisen am Spotmarkt der Strombörse, orientiert werden kann.

Nach Nummer 3 Buchstabe a, der § 33c Absatz 2 Nummer 4 EEG 2012 entspricht, muss der Strom zudem in einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert werden, in dem ausschließlich Strom bilanziert wird, der in der Marktprämie vermarktet wird. Diese Pflicht zur Führung eines „sortenreinen“ Marktprämienbilanzkreises dient der Transparenz und Missbrauchsverhinderung.

Nummer 3 Buchstabe b ergänzt Buchstabe a. Wenn der „sortenreine“ Marktprämienbilanzkreis zwar durch bilanzielle Einstellung von Strom, der nicht unter Buchstabe a fällt, „verunreinigt“ wird, diese falsche Einstellung aber nicht von dem Anlagenbetreiber oder dem Direktvermarktungsunternehmer zu vertreten ist, führt dies nicht zu einem Verlust des Anspruchs auf Zahlung der Marktprämie. Beruht die „Verunreinigung“ des Direktvermarktungsbilanzkreises etwa allein darauf, dass der Netzbetreiber nicht marktprämienkompatible Ausgleichsenergiemengen in den Direktvermarktungsbilanzkreis eingestellt hat, so steht dies ausnahmsweise der Anspruchsvoraussetzung nach Nummer 3 nicht entgegen, wenn der Anlagenbetreiber oder der Direktvermarktungsunternehmer dies nicht zu vertreten hat. Ein Vertretenmüssen liegt insbesondere dann nicht vor, wenn der Anlagenbetreiber der Obliegenheit nach § 20 Absatz 2 Satz 2 nachgekommen ist, einen Bilanz- oder Unterbilanzkreis zu benennen, in den Ausgleichsenergiemengen einzustellen sind. Strommengen nach Nummer 3 Buchstabe b vernichten zwar nicht den Anspruch auf Zahlung der Marktprämie für Strom-

mengen nach Buchstabe a, für sie kann aber – selbst wenn für sie im Einzelfall die übrigen Voraussetzungen nach Nummer 3 vorliegen sollten – keine Marktprämie verlangt werden. Es wäre z.B. nicht im Sinne des EEG, vom Netzbetreiber eingestellte Ausgleichsenergienmengen, die in der Regel aus konventionellen Kraftwerken stammen, mit der Marktprämie zu fördern.

§ 33c Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe a EEG 2012 wurde gestrichen. Mit der Systemumstellung zur Direktvermarktung als Regelfall ist die nach EEG 2012 noch vorgesehene Anspruchsvoraussetzung des unverminderten Bestehens eines Anspruchs auf Einspeisevergütung nunmehr unmittelbar über die neue Gesetzssystematik abgedeckt. Diese Voraussetzung muss daher nicht mehr gesondert geregelt werden. Besteht der Anspruch nach § 19 nicht oder ist er nach § 24 auf Null oder den Monatsmarktwert reduziert, ist die Marktprämie schon aufgrund der Berechnung der Marktprämie nach Anlage 1 Nummer 1.2 als Differenz aus anzulegendem Wert und Monatsmarktwert auf Null reduziert.

Zu § 34 (Fernsteuerbarkeit)

§ 34 EEG 2014 legt die Voraussetzungen fest, unter denen eine Anlage als fernsteuerbar anzusehen ist, und übernimmt mit leichten Modifikationen § 3 der Managementprämienverordnung (MaPrV). Anders als unter dem EEG 2012 ist die Fernsteuerbarkeit nach § 33 Nummer 2 EEG 2014 konstitutiv für die Inanspruchnahme der Marktprämie und nicht – wie unter dem EEG 2012 in Verbindung mit § 2 Absatz 2 und § 3 MaPrV noch vorgesehen – lediglich Voraussetzung für die Inanspruchnahme der damals noch bestehenden erhöhten Managementprämie für fernsteuerbare Anlagen. Soweit ein Anlagenbetreiber selbst fernsteuernd auf die Anlage zugreifen will, steht § 34 der Einräumung einer indirekten Zugriffsmöglichkeit des Anlagenbetreibers auf die Anlage über die Infrastruktur des Direktvermarktungsunternehmers nicht entgegen.

Zu Absatz 1

Absatz 1 entspricht weitgehend § 3 Absatz 1 MaPrV. Allerdings nehmen Nummer 1 und Nummer 2 den nunmehr in § 5 Nummer 10 EEG 2014 definierten Begriff des Direktvermarktungsunternehmers auf.

Zu Absatz 2

Absatz 2 dient ebenso wie schon § 3 Absatz 3 MaPrV der Gewährleistung einer sicheren Anbindung der direkt vermarktenden Anlagen. Insbesondere die Möglichkeit zur ferngesteuerten Abregelung der Leistung dieser Anlagen über das öffentliche Kommunikationsnetz muss geltenden Schutzniveaus entsprechen, um die öffentliche Stromversorgung vor Angrif-

fen, die ihren Ursprung in Kommunikationsnetzen haben, zu schützen. § 21c Absatz 1 Buchstabe c EnWG sieht vor, dass auch Anlagenbetreiber nach dem EEG, soweit dies technisch möglich ist, bei Neuanlagen Messsysteme einzubauen haben, die den speziellen Anforderungen nach § 21d und § 21e EnWG genügen. Der sichere Zugang zur Anlage wird in diesen Fällen über die nach § 21e EnWG gesicherten Kommunikationskanäle des geschützten Messsystems gewährleistet. In anderen Fällen, in denen dies nicht oder noch nicht möglich ist oder ein Einbau nicht oder noch nicht angeordnet ist (z.B. bei Kleinanlagen unter 7 kW Einspeiseleistung), sind Übertragungswege und Übertragungstechniken nur unter Berücksichtigung von Empfehlungen des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik zulässig.

Absatz 2 ist als Verpflichtung für die an der Direktvermarktung beteiligten Personen ausgestaltet. Sie haben jeweils das in ihrem Verantwortungsbereich Erforderliche zu veranlassen. Empfehlenswert sind entsprechende vertragliche Regelungen zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Dritten, an den der Strom veräußert wird. Verstöße gegen Absatz 2 führen ebenso wie schon Verstöße gegen § 3 Absatz 3 MaPrV nicht zu einem Verlust des Anspruchs auf die Managementprämie, weil Absatz 2 nicht als Anspruchsvoraussetzung ausgestaltet ist; Verstöße können jedoch ggf. zivilrechtliche Schadensersatzansprüche begründen.

Absatz 2 übernimmt § 3 Absatz 3 MaPrV und modifiziert ihn dahingehend, dass in Satz 2 klargestellt wird, dass in dem Zeitraum, in dem der Einbau eines Messsystems nach § 21d und § 21e EnWG nicht technisch möglich nach § 21c EnWG ist, die entsprechenden Übertragungstechniken und -wege dem Stand der Technik bei Inbetriebnahme entsprechen müssen. Eine Nachrüstpflicht für die Anlagenbetreiber entsteht erst, sobald die technische Verfügbarkeit eines Messsystems nach § 21c EnWG gegeben ist.

Zu Absatz 3

Absatz 3 übernimmt § 3 Absatz 4 MaPrV und stellt klar, dass auch die tatsächliche Nutzung der Einrichtungen nach Absatz 1 Nummer 1, insbesondere durch den Anlagenbetreiber, sowie auch die dem Direktvermarktungsunternehmer nach Absatz 1 Nummer 2 eingeräumte Befugnis das Recht des Netzbetreibers zum Einspeisemanagement nach § 14 nicht beschränken dürfen. Dies stellt sicher, dass das Einspeisemanagement als Maßnahme zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit stets Vorrang vor – in der Regel marktgetriebener – Fernsteuerung nach § 34 hat.

Zu § 35 (Einspeisevergütung für kleine Anlagen)

Nach Absatz 1 besteht für kleine Anlagen abweichend von der grundsätzlich verpflichtenden Direktvermarktung ausnahmsweise auch die Möglichkeit zur Inanspruchnahme einer Einspeisevergütung anstelle der Marktprämie.

Die Option zur Einspeisevergütung besteht nach Absatz 2 für Anlagen, die vor dem Jahr 2016 in Betrieb genommen werden, noch bis zu einer Größenklasse von 500 kW installierter Leistung. Die Größenbegrenzung der zur Einspeisevergütung berechtigten Anlagen sinkt in den Folgejahren über 250 kW installierter Leistung (Anlagen, die im Jahr 2016 in Betrieb genommen werden) auf 100 kW installierter Leistung (Anlagen, die ab dem Jahr 2017 in Betrieb genommen werden) deutlich ab. Dies entspricht dem Auftrag des Koalitionsvertrages, bei Neuanlagen eine verpflichtende Direktvermarktung auf Basis der gleitenden Marktprämie einzuführen. Die im Koalitionsvertrag vorgesehene Einstiegsschwelle von 5 MW wird durch dieses Gesetz ambitionierter ausgestaltet, da bereits unter dem EEG 2012 ein großer Teil der Anlagen in der Größenordnung von 1 MW und teilweise auch darunter regelmäßig freiwillig in die Direktvermarktung gewechselt haben. Die ab 2017 geltende untere Grenze stellt sicher, dass keine Kleinanlagen zur Direktvermarktung verpflichtet werden, bei denen die Direktvermarktungskosten nach aktueller Einschätzung den Nutzen der Direktvermarktung für das Gesamtsystem übersteigen würden. Der Anspruch auf Einspeisevergütung setzt voraus, dass der Strom dem Netzbetreiber entsprechend in der Form des § 20 Absatz 1 Nummer 3 EEG 2014 zur Verfügung gestellt wird. Sobald der Einbau von Messsystemen nach § 21d und § 21 e EnWG technisch möglich im Sinne des § 21c Absatz 2 EnWG ist, können ggf. die Direktvermarktungskosten auch bei Kleinanlagen so stark sinken, dass die untere Grenze überprüft werden sollte. Auch andere technische und marktliche Entwicklungen können dazu führen, dass die untere Grenze für die Direktvermarktungspflicht später abgesenkt oder aufgehoben werden kann.

Die Einspeisevergütung richtet sich gemäß Absatz 3 nach den anzulegenden Werten der §§ 38 bis 49 und 53, wobei diese – vor einer anzulegenden Degression nach den §§ 25 ff. – um die eingepreisten Direktvermarktungsmehrkosten von 0,4 Cent/kWh (Windenergieanlagen an Land und Photovoltaikanlagen) bzw. um 0,2 Cent/kWh (alle übrigen Anlagen) reduziert werden, da diese Mehrkosten im Rahmen der Einspeisevergütung bei den Anlagenbetreibern nicht anfallen.

Für die Ermittlung der installierten Leistung, die für den Anspruch nach § 35 maßgeblich ist, ist nach Absatz 4 die Zusammenfassungsregelung des § 30 Absatz 1 Satz 1 entsprechend anwendbar.

Zu § 36 (Einspeisevergütung in Ausnahmefällen)

In § 36 wird für Anlagen, die ihren Strom direkt vermarkten, also insbesondere für Anlagen, die sich in der verpflichtenden Direktvermarktung befinden, ausnahmsweise eine Einspeisevergütung eröffnet, soweit sie z.B. aufgrund einer Insolvenz ihres Direktvermarktungsunternehmens vorübergehend keine Möglichkeit zur Direktvermarktung realisieren können oder unmittelbar nach Aufnahme des Anlagenbetriebs noch nicht zur Direktvermarktung ihres Stroms in der Lage sind. § 36 stellt zugleich klar, dass eine Rückkehr in die Einspeisevergütung nur im Ausnahmefall und nur vorübergehend möglich sein soll. Sie soll keine allgemeine „Wahloption“ sein. Die Inanspruchnahme setzt voraus, dass der Anlagenbetreiber in diese Einspeisevergütung nach § 20 Absatz 1 Nummer 4 EEG 2014 wechselt, hierfür ist er hinsichtlich der Wechselfristen jedoch gegenüber den anderen Veräußerungsformen zeitlich privilegiert (§ 21 Absatz 1 Satz 2 EEG 2014).

Absatz 1 Satz 1 regelt den Anspruch auf die Rückkehr in die Einspeisevergütung. Er dient nach Absatz 1 Satz 2 der Gewährleistung der Investitions- und Planungssicherheit für Anlagenbetreiber. Diese sollen darauf vertrauen können, dass sie in den vorgenannten Notfallsituationen vorübergehend auf den Netzbetreiber als Abnahme- und Vergütungspflichtigen zugreifen können. Damit wird angestrebt, die Finanzierungskosten für Anlagenbetreiber nicht mit übermäßigen Risiken zu belasten, die ggf. zu Mehrkosten führen können. Daneben eröffnet die Regelung auch Anlagen, deren Strom nach Inbetriebnahme noch nicht unmittelbar direkt vermarktet werden kann, die Möglichkeit zur vorübergehenden Nutzung der Einspeisevergütung; der Hintergrund hierfür ist, dass bei Inbetriebnahme von Erneuerbare-Energien-Anlagen regelmäßig einige für den Direktvermarkter wesentliche Stammdaten der Anlage (z.B. Zählpunktbezeichnung, Anlagenschlüssel) noch nicht vorliegen. Zudem kann in der Inbetriebnahmephase insbesondere von Windenergieanlagen der Stromertrag nicht zuverlässig prognostiziert werden, wie es für eine sinnvolle bedarfsorientierte Direktvermarktung erforderlich wäre, da die Inbetriebnahme von häufigem An- und Abfahren im Zuge der Testläufe der Anlagen geprägt ist.

Die Einspeisevergütung ist nach Absatz 2 durch einen – nach der anzulegenden Degression nach den §§ 25 ff. vorzunehmenden – pauschalen Abschlag von dem in der Marktprämie anzulegenden Wert in Höhe von 20 Prozent finanziell so unattraktiv ausgestaltet, dass die sogenannte Einspeisevergütung in Ausnahmefällen für die Anlagen über einen längeren Zeitraum keine wirtschaftliche Option darstellt und somit kein Anreiz besteht, diese Option länger als in Notsituationen unbedingt erforderlich zu nutzen. Die Differenz des Förderanspruches in der Einspeisevergütung in Ausnahmefällen gegenüber dem Förderanspruch in der Marktprämie von 20 Prozent beträgt ein Vielfaches der unter dem EEG 2012 bestehenden Differenz zwischen Einspeisevergütung und Marktprämie. Bereits im EEG 2012 reichte

der vergleichsweise geringe Zusatzanreiz in der Marktprämie aus, um Anlagen, die die Direktvermarktung realisieren konnten, zu einem Wechsel in die Direktvermarktung zu motivieren.

Der Einspeisevergütung in Ausnahmefällen kommt eine wichtige Funktion im Hinblick auf die Finanzierung neuer Anlagen zu, da hierdurch für die Ermittlung der Finanzierungsbedingungen durch die Banken auch bei einem möglichen Ausfall des Direktvermarktungsunternehmers vorausgesetzt werden kann, dass ein – wenn auch erheblich reduzierter – Zahlungsfluss sogar bei einem vorübergehenden Ausfall der Direktvermarktung gesichert ist und somit die Überbrückung bis zum Wiedereinstieg in die Direktvermarktung auch in solchen Notfallsituationen gesichert ist. Die Ausfallvermarktung trägt damit dazu bei, die Finanzierungskosten einer verpflichtenden Direktvermarktung und damit die erforderlichen Förderkosten unter dem EEG zu begrenzen.

Mit der Notfallalloption der Ausfallvermarktung wird dem Kabinettsbeschluss vom 21. Januar 2014 über die „Eckpunkte für die Reform des EEG“ Rechnung getragen. Das vom Kabinetts beschlossene Eckpunktepapier stellt fest, dass bei Anlagenbetreibern Besorgnis besteht, dass die verpflichtende Direktvermarktung zu einem Anstieg der Finanzierungskosten führen könnte, da die Einnahmen etwa bei Ausfall eines Direktvermarktungsunternehmers nicht durchgehend gesichert sind. Vor diesem Hintergrund kündigt das Eckpunktepapier an, einen Ausfallmechanismus einzuführen, nach dem Anlagenbetreiber, die ihren Strom vorübergehend nicht direkt vermarkten können, ihren Strom einem „Ausfallvermarkter“ andienen können und hierfür 80 Prozent des Wertes, den sie insgesamt in der Marktprämie erzielt hätten, erhalten. Hierdurch besteht nach dem Eckpunktepapier ein starker ökonomischer Anreiz, diesen Ausfallmechanismus nur im Notfall in Anspruch zu nehmen.

Zu § 37 (Gemeinsame Bestimmungen für die Einspeisevergütung)

Absatz 1 stellt klar, dass eine Einspeisevergütung nach §§ 35 oder 36 EEG 2014 zwingend voraussetzt, dass der Strom von dem Netzbetreiber physikalisch und kaufmännisch abgenommen worden sein muss; dies entspricht § 16 Absatz 1 Satz 2 EEG 2012. Zu dem Begriff der kaufmännischen und der bilanziellen Abnahme siehe oben bei § 8.

Absatz 2 entspricht inhaltlich § 16 Absatz 3 EEG 2012. Im letzten Halbsatz wird klargestellt, dass die Anlagen in der Einspeisevergütung weder positive noch negative Regelleistung liefern dürfen.

Zu § 38 (Wasserkraft)

Die Förderung des Stroms aus Wasserkraft im EEG 2014 steht naturgemäß im Spannungsfeld zwischen Klimaschutz und Ressourcenschonung auf der einen und dem Natur- und Gewässerschutz auf der anderen Seite. Bau und Betrieb von Wasserkraftanlagen können zum Teil erhebliche Eingriffe in die Gewässerökologie bewirken. Der Konflikt zwischen den sich zum Teil widersprechenden Zielstellungen ist bislang und auch künftig dahingehend aufzulösen, dass die Nutzung des Stroms aus Wasserkraft nur dann durch das EEG gefördert wird, wenn die maßgeblichen gewässerökologischen Anforderungen eingehalten werden. Umgekehrt ist auszuschließen, dass im Rahmen des EEG 2014 eine finanzielle Förderung für Strom aus Anlagen gewährt wird, deren Errichtung oder Betrieb im Widerspruch zu den einschlägigen gesetzlichen Vorgaben steht. In der historischen Entwicklung des EEG wurde dies – auch mangels hinreichender Vorgaben im Fachrecht – durch die Regelung gewässerökologisch motivierter Fördervoraussetzungen umgesetzt. Mit dem Wasserhaushaltsgesetz 2009 (Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts vom 31. Juli 2009, BGBl. I S. 2585) sind jedoch die maßgeblichen fachrechtlichen Anforderungen, die von Gewässernutzungen wie der Wasserkraft einzuhalten sind, bundesweit einheitlich geregelt. Diese Normen gewährleisten, dass keine Wasserkraftanlagen errichtet und betrieben werden, die im Widerspruch zu gewässerökologischen Vorgaben stehen. Vor diesem Hintergrund wird im Sinne der Konsistenz des EEG 2014 und der klaren Abgrenzung zwischen der rechtlichen Ausgestaltung des Förderregimes und den ordnungsrechtlichen Anforderungen der Fördertatbestand an das Vorliegen der wasserrechtlichen Zulassung für die Ertüchtigungsmaßnahme geknüpft, und es werden die seit Inkrafttreten des novellierten WHG nur noch deklaratorischen Absätze 4 bis 6 aufgehoben. Dies vermeidet redundante Regelungen zum Fachrecht im EEG 2014, ohne dass der Grundsatz berührt wird, dass nur gewässerökologisch vertretbare Wasserkraftanlagen durch das EEG 2014 gefördert werden sollen.

Zu Absatz 1

Die Änderung ist zum einen redaktioneller Natur, indem der Begriff „Vergütung“ durch den im Rahmen der finanziellen Förderung maßgeblichen Begriff „anzulegender Wert“ ersetzt wird. Zum anderen werden die Fördersätze wie bei den übrigen Energieträgern an die bereits im EEG 2012 angelegte Degression angepasst. Die degressionsbereinigten anzulegenden Werte beinhalten zudem die eingepreisten Direktvermarktungskosten in Höhe von 0,2 Cent/kWh. Diese eingepreisten Direktvermarktungskosten ersetzen bei der Direktvermarktung des Stroms die für neue Anlagen entfallene Managementprämie.

Zu Absatz 2

Nach dem neu gefassten Fördertatbestand für die Ertüchtigung bestehender Wasserkraftanlagen in Absatz 2 setzt die Inanspruchnahme einer Förderung voraus, dass an der Anlage eine von der zuständigen Behörde wasserrechtlich zugelassene Ertüchtigungsmaßnahme durchgeführt wird, die zu einer Erhöhung der installierten Leistung oder des Leistungsvermögens führt. Somit sind künftig Ertüchtigungsmaßnahmen nur förderfähig, wenn die für den Vollzug des WHG zuständige Behörde nach Prüfung der maßgeblichen wasserrechtlichen Bestimmungen die Ertüchtigungsmaßnahme zugelassen hat. Die Neufassung des Fördertatbestands ermöglicht insbesondere, dass die Wasserbehörde die Einhaltung der gewässerökologischen Anforderungen der §§ 33 bis 35 und 6 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 WHG prüft, bevor Anlagenbetreiber eine erhöhte Förderung nach Absatz 2 gegenüber dem Netzbetreiber geltend machen können. Als Nachweis gegenüber dem Netzbetreiber dient die Vorlage der wasserrechtlichen Zulassung.

Im Übrigen müssen Anlagenbetreiber gegenüber ihrem Netzbetreiber in geeigneter Form nachweisen, dass die Ertüchtigungsmaßnahme zu einer Erhöhung der installierten Leistung der Anlage bzw. zu einer Erhöhung des Leistungsvermögens geführt hat. Eine Erhöhung des Leistungsvermögens liegt vor, wenn aktive Maßnahmen ergriffen werden, die die technische Funktionsfähigkeit der Anlage so verbessern, dass eine erhöhte Stromausbeute erzielt werden kann. Konkrete Maßnahmen finden sich beispielhaft in der Begründung zum Regierungsentwurf des § 23 Absatz 2 EEG 2012 (BR-Drs. 341/11, S.134). Die Voraussetzungen für das Vorliegen einer Erhöhung der installierten Leistung oder des Leistungsvermögens von Wasserkraftanlagen und Fragen der Nachweisführung sind ferner Gegenstand des Hinweises der Clearingstelle zu Anwendungsfragen des § 23 Absatz 2 EEG 2012 (Hinweis 2012/24).

Zu Absatz 3

Die Bestimmung ist bis auf die Anpassung des für die Ertüchtigungsmaßnahme maßgeblichen Zeitpunkts an das Inkrafttreten des Gesetzes in Satz 2 identisch mit § 23 Absatz 3 EEG 2012.

Vorbemerkung zu den §§ 39 bis 41 (Deponiegas, Klärgas, Grubengas)

Mit den Änderungen wird die Förderung für Strom aus Deponiegas, Klärgas und Grubengas an die im EEG bereits angelegte Degression angepasst. Die anzulegenden Werte in den §§ 39 bis 41 EEG 2014 werden gegenüber den im EEG 2012 für das Jahr 2012 festgeschriebenen Fördersätzen um jährlich 1,5 Prozent auf die degressionsbereinigten Werte zum

1. Januar 2015 verringert, die bereits ab dem 1. August 2014 für neu in Betrieb genommene Anlagen anzuwenden sind. Die degressionsbereinigten anzulegenden Werte beinhalten zudem eingepreiste Direktvermarktungsmehrkosten für Deponiegas, Klärgas und Grubengas in Höhe von 0,2 Cent/kWh. Diese eingepreisten Direktvermarktungsmehrkosten ersetzen bei der Direktvermarktung des Stroms die für neue Anlagen entfallene Managementprämie. Die übrigen Änderungen in den §§ 39 bis 41 EEG 2014 stellen sprachliche Anpassungen an den neuen Vorrang der Direktvermarktung dar.

Zu § 42 (Biomasse)

Für Strom aus Biomasse wird die Förderung gegenüber dem EEG 2012 so umgestellt, dass sie im Grundsatz nicht mehr von der Art der eingesetzten Einsatzstoffe abhängt: Mit der Streichung des bisherigen § 27 Absatz 2 EEG 2012 entfällt zukünftig die sogenannte ein-
satzstoffbezogene Vergütung nach Einsatzstoffklasse I (nachwachsende Rohstoffe) und Einsatzstoffklasse II (ökologisch wertvolle Einsatzstoffe) für Strom aus fester und gasförmiger Biomasse. Anlagenbetreiber haben auch bei einem Einsatz von Einsatzstoffen nach den bisherigen Anlagen 2 und 3 der Biomasseverordnung in ihrer bis zum Inkrafttreten dieses Gesetzes geltenden Fassung zukünftig nur noch Anspruch auf die Grundvergütung nach § 42. Eine zusätzliche ein-
satzstoffbezogene Förderung z.B. für den Einsatz von Energiepflanzen wie Mais wird nicht mehr gewährt. Mit der Streichung der ein-
satzstoffbezogenen Vergütung wird der weitere Ausbau der Biogaserzeugung auf kostengünstige Substrate, insbesondere Rest- und Abfallstoffe, konzentriert. Damit wird dem weiteren Ansteigen der Kosten für die Stromerzeugung aus Biogas entgegengewirkt, denn der bisherige Zubau konzentrierte sich auf hoch vergütete Biogaserzeugung insbesondere aus landwirtschaftlich erzeugten Biogas-
substraten wie Mais. Einsatzstoffbezogene Sonderfördertatbestände finden sich nur noch für Bioabfallvergärungsanlagen nach § 43 EEG 2014 und für kleine Gülleanlagen nach § 44 EEG 2014. Die bisherigen § 27 Absätze 3 und 4 EEG 2012 entfallen ebenfalls. § 27 Absatz 3 EEG 2012 ist mit der Umstellung auf das Fördersystem der verpflichtenden Direktvermarktung nicht mehr erforderlich. § 27 Absatz 4 EEG 2012 entfällt ersatzlos: Die Verpflichtung im EEG 2012 zur Mindestwärmenutzung oder zur ersatzweisen Nutzung von mindestens 60 Masseprozent Gülle hatte insbesondere das Ziel, auch bei Anlagen, die einen hohen Anteil nachwachsender Rohstoffe zur Stromerzeugung einsetzen, den Klimaschutzbeitrag noch stärker zu betonen. Aufgrund der Beendigung der ein-
satzstoffbezogenen Förderung nachwachsender Rohstoffe in Biomasseanlagen und einer damit verbundenen Umstellung der neuen Anlagen auf Abfall- und Reststoffe ist der Klimaschutzbeitrag dieser Anlagen gegenüber Nawaro-Anlagen ohnehin bereits so hoch, dass auf eine verpflichtende Mindestwärmenutzung verzichtet wird.

Insgesamt werden die §§ 42 ff. gegenüber den §§ 27 ff. EEG 2012 umstrukturiert, indem für § 42, § 43 und § 44 – die funktional die §§ 27 bis 27b EEG 2012 ersetzen – gleichermaßen anwendbare Regelungen nunmehr in § 45 zusammengefasst geregelt werden. Zudem werden die §§ 42 ff. redaktionell an die geänderte Fördersystematik der §§ 19 ff. EEG 2014 angepasst.

Mit den Änderungen in § 42 werden die anzulegenden Werte an das neue Fördersystem der vorrangigen Direktvermarktung angepasst. Die bislang in der optionalen gleitenden Marktprämie gewährte Managementprämie von 0,225 Cent/kWh (ab dem Jahr 2015) für steuerbare erneuerbare Energien wird nunmehr in Höhe von 0,2 Cent/kWh in die neuen anzulegenden Werte eingepreist. Zudem werden die anzulegenden Werte degressionsbereinigt neu formuliert und hierdurch die seit dem Jahr 2013 eingetretene Degression der im EEG 2012 festgelegten Fördersätze nachvollzogen. Hingegen bleibt Absatz 1 Satz 2 gegenüber dem EEG 2012 unverändert.

Zu § 43 (Vergärung von Bioabfällen)

§ 43 EEG 2014 wird insgesamt redaktionell an die geänderte Fördersystematik der §§ 19 ff. EEG 2014 angepasst, zudem werden einige Regelungselemente im Zuge der Neustrukturierung der §§ 42 ff. in den § 45 verschoben.

Mit den Änderungen in Satz 1 gegenüber dem § 27a Absatz 1 EEG 2012 werden die anzulegenden Werte an das neue Fördersystem der vorrangigen Direktvermarktung angepasst. Die bislang in der optionalen gleitenden Marktprämie gewährte Managementprämie von 0,225 Cent/kWh (ab dem Jahr 2015) für steuerbare erneuerbare Energien wird nunmehr in Höhe von 0,2 Cent/kWh in die neuen anzulegenden Werte eingepreist. Zudem werden die anzulegenden Werte degressionsbereinigt neu formuliert und hierdurch die seit dem Jahr 2013 eingetretene Degression der im EEG 2012 festgelegten Fördersätze nachvollzogen.

Satz 2 entspricht dem bisherigen § 27a Absatz 3 EEG 2012.

§ 27a Absatz 2 EEG 2012 entfällt, da mit der Umstellung auf das Fördersystem der vorrangigen Direktvermarktung die bisherige Regelung zur verpflichtenden Direktvermarktung für neue Biogasanlagen ab 750 kW installierter Leistung nicht mehr erforderlich ist.. Die bisherigen Regelungen in § 27a Absatz 4 und 5 EEG 2012 werden nunmehr in § 45 geregelt.

Zu § 44 (Vergärung von Gülle)

Die Regelung wird redaktionell an die geänderte Fördersystematik der §§ 19 ff. EEG 2014 angepasst, zudem werden Regelungselemente im Zuge der Neustrukturierung der §§ 42 ff. in den neuen § 45 verschoben.

Mit den Änderungen in § 44 gegenüber dem § 27b Absatz 1 EEG 2012 wird der anzulegende Wert an das neue Fördersystem der vorrangigen Direktvermarktung angepasst. Die bislang in der optionalen gleitenden Marktprämie gewährte Managementprämie von 0,225 Cent/kWh (ab dem Jahr 2015) für steuerbare erneuerbare Energien wird nunmehr in Höhe von 0,2 Cent/kWh in den neuen anzulegenden Wert eingepreist. Zudem wird der anzulegende Wert degressionsbereinigt neu formuliert und hierdurch die seit dem Jahr 2013 eingetretene Degression des im EEG 2012 festgelegten Fördersatzes nachvollzogen. Die Neufassung des Absatz 1 Nummer 3 ist wegen der Streichung der Anlagen 1 bis 3 der Biomasseverordnung erforderlich und bedeutet inhaltlich keine Änderung.

Die bisherigen Regelungen in § 27b Absatz 2 und 3 EEG 2012 werden nunmehr in § 45 geregelt.

Zu § 45 (Gemeinsame Bestimmungen für Strom aus Biomasse und Gasen)

§ 45 wird gegenüber § 27c EEG 2012 deutlich ausgeweitet und umfasst neben den schon bislang in § 27c EEG 2012 enthaltenen Regelungen zur Gasnetzeinspeisung und Massenbilanzierung von erneuerbaren Gasen und von Grubengas nunmehr auch die gemeinsamen Regelungen zu den bisherigen §§ 27, 27a und 27b EEG 2012 sowie eine Regelung zur bilanziellen Aufspaltung von Biomethan.

Zu Absatz 1

Der neue Absatz 1 beschränkt den Anspruch auf finanzielle Förderung für neue Biomasseanlagen unter §§ 42 und 43 EEG 2014 auf die Hälfte der in einem Kalenderjahr mit der installierten elektrischen Leistung der Anlage theoretisch erzeugbaren Strommenge. Künftig sollen nur noch Anlagen, die ihre Stromerzeugung aus Biogas an den Bedürfnissen des Strommarktes ausrichten können und ihre Stromerzeugung insbesondere in Stunden hoher Strompreise verlagern können, nach den §§ 42 und 43 EEG 2014 förderfähig sein. Die hierfür benötigte flexible Stromerzeugungskapazität neuer Biogasanlagen wird dadurch sichergestellt, dass ein Förderanspruch nur noch bis zur Hälfte der theoretisch möglichen Bemessungsleistung besteht. Aufgrund dieser Begrenzung der kalenderjährlich förderfähigen Strommenge besteht z.B. für eine Biogasanlage mit einer installierten elektrischen Leistung von 1 MW ein Anspruch auf finanzielle Förderung lediglich für die Strommenge, die in 8760

Stunden eines Jahres mit einer elektrischen Erzeugungsleistung von 500 kW erzeugt werden könnte. Werden darüber hinausgehende Strommengen erzeugt, so besteht für diese weiterhin ein Anspruch auf vorrangige physikalische Abnahme, vorrangigen Transport und vorrangige Verteilung nach § 11 EEG 2014, jedoch entfällt insoweit jeglicher Anspruch auf eine finanzielle Förderung. Wird für Strom aus einer Biogasanlage eine Einspeisevergütung nach den §§ 35 oder 36 EEG 2014 geltend gemacht, besteht für darüber hinausgehende Strommengen lediglich ein Anspruch gegen den Netzbetreiber auf den jeweiligen börslichen Monatsmarktwert, da der Netzbetreiber andernfalls zusätzliche eingespeiste Kilowattstunden ohne jede Gegenleistung erhalten würde. Neben der Förderung für die Hälfte des erzeugbaren Stroms besteht für diese Anlagen ein Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag nach § 51 EEG 2014.

Absatz 1 gilt nicht für kleine Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von unter 100 Kilowatt.

Zu Absatz 2

Absatz 2 entspricht dem bisherigen § 27 Absatz 5 EEG 2012, allerdings wird der sogenannte „Maisdeckel gestrichen. Da für Neuanlagen keine Einsatzstoffförderung für Maissubstrate mehr gewährt wird, bedarf es keiner Deckelung des Maiseinsatzes bei Neuanlagen mehr. Dies dient auch der Vereinfachung des EEG. Für vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb genommene Bestandsanlagen, die weiterhin eine Einsatzstoffvergütung für Mais erhalten, gilt weiterhin der Maisdeckel nach dem EEG 2012. Die Wärmenutzungsanforderungen für Biomethananlagen werden vereinfacht, indem die bislang nach Anlage 2 zum EEG 2012 zusätzlich nachzuweisenden qualitativen Anforderungen an die Wärmenutzung (Wärmenutzung im Sinne der Positivliste oder nachweisliches Ersetzen fossiler Energieträger in einem mit dem Umfang der fossilen Wärmenutzung vergleichbaren Energieäquivalent, keine Wärmenutzung im Sinne der Negativliste) für Neuanlagen künftig nicht mehr nachzuweisen sind. Dies vereinfacht für die Anlagenbetreiber die Nachweisführung erheblich. Anlagenbetreiber müssen wie schon nach dem EEG 2012 die eingesetzten Energieträger durch Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs nachweisen, das Angaben und Belege über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe umfasst. Die Nachweisführungspflicht dient dazu, den ausschließlichen Einsatz zulässiger Energieträger (erneuerbare Energien oder Grubengas) nachvollziehbar zu dokumentieren. Die missverständlich formulierte Regelung des § 27 Absatz 5 EEG 2012 zum Einsatz anderer Stoffe in einer Biomasseanlage wird neu gefasst: Mit der Neuformulierung wird klargestellt, dass die Anlagenbetreiber neben dem Nachweis, welche Biomasse eingesetzt wurde, zudem im Falle eines Mischeinsatzes mit anderen Stoffen auch nachweisen müssen, in welchem Umfang andere – nicht-biogene und daher nicht als Biomasse anzusehende – zulässige Einsatzstoffe wie Speichergas oder Grubengas eingesetzt werden. Dies dient der Ermittlung der Förderhöhe, die bei einem Misch-

einsatz entsprechend für den Stromanteil aus Biomasse, aus Speichergas und aus Grubengas jeweils anteilig gesondert zu bestimmen ist. Unzulässigerweise eingesetzte fossile Energieträger sind nach im Sinne einer vollständigen Dokumentation durch das Einsatzstoff-Tagebuch ebenfalls zu dokumentieren, würden aufgrund des damit verbundenen Verstoßes gegen das Ausschließlichkeitsprinzip nach § 19 Absatz 1 zum Entfallen des Anspruchs auf finanzielle Förderung führen.

Satz 2 entspricht dem bisherigen § 27 Absatz 1 Satz 2 EEG 2012.

Zu Absatz 3

Der neue Absatz 3 entspricht dem bisherigen § 27 Absatz 6 EEG 2012. Es erfolgt eine redaktionelle Anpassung an die geänderte Fördersystematik der §§ 19 ff. EEG 2014. Außerdem werden die bisherigen Nummern 1 bis 3 gestrichen, die eine Nachweisführungsregelung für unter diesem Gesetz nicht mehr vorgesehene Fördervoraussetzungen enthielten.

Zu Absatz 4

Absatz 4 entspricht dem bisherigen § 27 Absatz 7 EEG 2012 und wird ebenfalls redaktionell an die geänderte Fördersystematik der §§ 19 ff. EEG 2014 angepasst.

Zu Absatz 5

Absatz 5 entspricht in seinem Regelungsgehalt den bisherigen § 27a Absatz 4 und § 27b Absatz 2 EEG 2012.

Zu Absatz 6

Absatz 6 entspricht dem bisherigen § 27c Absatz 1 EEG 2012. Detaillierte Regelungen zur Ausgestaltung der in § 45 Absatz 6 Nummer 2 genannten Massenbilanzsysteme zur energetischen Biomassennutzung finden sich in den §§ 16 und 17 BioSt-NachV (für flüssige Biomasse, die zur Erzeugung von Strom eingesetzt wird) und §§ 16 und 17 Biokraft-NachV (für flüssige oder gasförmige Kraftstoffe für den Verkehr, die aus Biomasse hergestellt werden). Eine Definition des Begriffs „Massenbilanzsysteme“ findet sich zudem in Ziffer 2.7 der auf Grundlage der BioSt-NachV erlassenen Verwaltungsvorschriften für die Anerkennung von Zertifizierungssystemen und Zertifizierungsstellen nach der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachVwV) vom 10. Dezember 2009, zuletzt geändert durch Verwaltungsvorschrift vom 15. Dezember 2011 (eBAnz AT145 2011 B1). Als Massenbilanzsysteme gelten nach der BioSt-NachVwV Aufzeichnungen, die eine mengenmäßige bilanzielle Rückverfolgbarkeit auf allen Stufen der Herstellung und Lieferung der Biomasse sicherstellen. Durch die Bilanzierung nach einem Massenbilanzsystem wird sichergestellt, dass die Menge der verordnungskonformen Biomasse, die einem Gemisch entnommen wird,

nicht höher ist als die Menge der verordnungskonformen Biomasse, die dem Gemisch zuvor beigefügt wurde. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit hat darüber hinaus am 29. Juni 2012 eine Auslegungshilfe zur Massenbilanzierung nach § 27c Absatz 1 Nummer 2 EEG 2012 als Hinweis Nr. 1/2012 veröffentlicht.

Zu Absatz 7

Der neue Absatz 7 stellt klar, dass für Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomethan der Vergütungsanspruch auch besteht, wenn das Biomethan vor der Ausspeisung aus dem Gasnetz der allgemeinen Versorgung bilanziell nach Einsatzstoffgruppen aufgeteilt wird. Die Zulassung einer bilanziellen Teilung von Biomethan in einzelne einsatzstoffscharfe oder einsatzstoffklassenscharfe Teilmengen ermöglicht eine getrennte Vermarktung der jeweiligen Teilmengen von Biomethan in unterschiedlichen Biomethanmärkten. Insbesondere können auf diese Weise bestimmte Teilmengen zur Stromerzeugung aus Biomethan eingesetzt und andere Teilmengen in den Biokraftstoffmarkt veräußert werden, in dem Biokraftstoffe aus bestimmten erneuerbaren Energien doppelt auf die von der Europäischen Union vorgegebenen nationalen Ziele im Verkehrssektor angerechnet werden. Nach Satz 2 ist auch die bilanzielle Teilung in einsatzstoffbezogene Teilmengen über ein nach Absatz 1 Nummer 2 ohnehin zu verwendendes Massenbilanzsystem zu dokumentieren, wobei insbesondere auch die Zuordnung der zur Biogaserzeugung eingesetzten Einsatzstoffe zu der jeweiligen Teilmenge Biomethan nachvollziehbar dokumentiert werden muss.

Zu Absatz 8

Absatz 8 entspricht dem bisherigen § 27 Absatz 8 EEG 2012 und wird ebenfalls redaktionell an die geänderte Fördersystematik der §§ 19 ff. EEG 2014 angepasst.

Die Streichung des bisherigen § 27c Absatz 2 EEG 2012 sowie der bisherigen Anlage 1 zum EEG 2012 beruht auf der zur Kostenbegrenzung erforderlichen Beendigung der zusätzlichen Förderung der Gasaufbereitung für Anlagen, die ab dem Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb genommen werden.

Der bisherige § 27c Absatz 3 EEG 2012 entfällt, da mit der Umstellung auf das Fördersystem der verpflichtenden Direktvermarktung die bisherige Regelung zur Direktvermarktung für neue Biogasanlagen ab 750 kW installierter Leistung nicht mehr erforderlich ist.

Zu § 46 (Geothermie)

Die Höhe der Grundförderung für Geothermieranlagen bleibt grundsätzlich unverändert. Der anzuliegende Wert steigt jedoch um 0,2 Cent/kWh, da durch die Einführung der verpflichten-

den Direktvermarktung die Managementprämie für Neuanlagen entfällt. Um die zusätzlichen Vermarktungskosten, die mit der Direktvermarktung verbunden sind, abzudecken, wird der anzulegende Wert um die Höhe der entfallenen Managementprämie angehoben.

Der bisher in § 28 Absatz 2 EEG 2012 geregelte Petrothermalbonus wird ersatzlos gestrichen. Petrothermale Projekte befinden sich noch im Forschungsstadium. Mit der Realisierung von wirtschaftlichen petrothermalen Projekten und einer damit einhergehenden Nutzung des petrothermalen Bonus ist kurz- bis mittelfristig nicht zu rechnen, da die Kostenrisiken aufgrund des Forschungscharakters der Projekte noch sehr hoch sind. Der Petrothermalbonus im EEG kann vor diesem Hintergrund gestrichen werden. Petrothermale Forschungsprojekte können über die vorhandenen Forschungsprogramme gefördert werden. Hiermit wird zugleich der Auftrag des Koalitionsvertrags, die Bonusregelungen im EEG zu überprüfen und weitgehend zu streichen, umgesetzt.

Zu § 47 (Windenergie an Land)

Die Neufestlegung der Grundvergütung nach Absatz 1 und Anfangsvergütung nach Absatz 2 berücksichtigt die Entwicklung der Kostenstruktur bei Windenergie an Land seit der letzten Novelle. Außerdem werden die zusätzlichen Kosten aus der Vermarktung des Stroms nicht mehr über die gesonderte Managementprämie vergütet, sondern sind integraler Bestandteil der Vergütung für Windenergieanlagen.

Im bisherigen Regelwerk variiert der Zeitraum der Anfangsvergütung zwischen fünf Jahren für Anlagen, deren Ertrag 150 Prozent des Referenzertrags erreicht, und 20 Jahren für Anlagen, deren Ertrag 82,5 Prozent des Referenzertrags erreicht. Die Analyse des tatsächlichen Zubaus der Windenergie an Land hat gezeigt, dass ein wesentlicher Zubau an Standorten mit einem Ertrag unter 82,5 Prozent des Referenzertrages erfolgt. Dagegen ist der Zubau im Bereich von Standorten mit einem Ertrag über 130 Prozent des Referenzertrages sehr begrenzt. Um die Standortsteuerung kosteneffizienter zu gestalten und zugleich einen Anreiz zur Bebauung guter und sehr guter Standorte zu geben, soll die Standortdifferenzierung nun zwischen 130 Prozent und 77,5 Prozent des Referenzertrages erfolgen. Zudem sollen die im unteren Bereich dieses Intervalls überproportional ansteigenden Investitionskosten berücksichtigt werden.

Die neue Systematik sieht vor, dass sich für jede Anlage der Zeitraum der Anfangsvergütung um einen Monat je 0,60 Prozent des Referenzertrags verlängert, um den der Ertrag der Anlage 130 Prozent des Referenzertrags unterschreitet. Für eine Anlage mit einem Ertrag unterhalb von 95 Prozent des Referenzertrags verlängert sich der Zeitraum zusätzlich um einen Monat je 0,19 Prozent des Referenzertrags, um den der Ertrag 95 Prozent des Referenzer-

trags unterschreitet. Bei jedem Berechnungsschritt ist auf ganze Monate zu runden (kaufmännische Rundung).

Zur Verdeutlichung werden hier zwei Zahlenbeispiele angeführt:

- Für eine Anlage, deren Ertrag 110 Prozent des Referenzertrags entspricht, verlängert sich der Zeitraum der Anfangsvergütung um 33 Monate auf insgesamt 93 Monate (Rechenweg: $(130 - 110) / 0,6 = 33,3$).
- Für eine Anlage, deren Ertrag 90 Prozent des Referenzertrags entspricht, verlängert sich der Zeitraum der Anfangsvergütung um $67 + 26 = 93$ Monate auf insgesamt 153 Monate (Rechenweg: $(130 - 90) / 0,6 = 66,7$ und $(95 - 90) / 0,19 = 26,3$).

Weitere Beispiele können folgender Tabelle entnommen werden:

Verhältnis von Ertrag und Referenzertrag	Zeitraum der Anfangsvergütung
77,5 Prozent	240 Monate
80 Prozent	222 Monate
90 Prozent	153 Monate
100 Prozent	110 Monate
110 Prozent	93 Monate
120 Prozent	77 Monate
130 Prozent	60 Monate
140 Prozent	60 Monate
150 Prozent	60 Monate

Der Repowering-Bonus für Windenergieanlagen an Land entfällt. Bereits im Zeitraum von 2004 bis 2008 sind Repowering-Projekte realisiert worden, ohne dass es einen Repowering-Bonus gegeben hätte. Dies zeigt, dass die Wirtschaftlichkeit solcher Projekte nicht grundsätzlich vom Repowering-Bonus abhängt. In der Tat ergibt sich die Vorteilhaftigkeit leistungsstärkerer Windenergieanlagen in erster Linie durch eine höhere Energieausbeute, die in der Konsequenz zu höheren Einnahmen führt. Ein zusätzlicher Repowering-Bonus kann insbesondere bei windstarken Standorten zur Überförderung der Windenergie an Land führen und die Verbraucher unnötig belasten. Hinzu kommt, dass durch den technischen Fortschritt bei Entwicklung und Fertigung die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen im Laufe der Zeit kostengünstiger geworden ist. Auch die Kosten für den Rückbau und die Entsorgung der Altanlagen werden als verhältnismäßig gering eingeschätzt und rechtfertigen die Bonuszahlung nicht, zumal für den Verkauf der Altanlagen unter Umständen auch noch Restwerte erzielt werden können.

Zu § 48 (Windenergie auf See)

Der geänderte Titel ist Folge der Verwendung des Begriffes Windenergieanlage auf See statt Offshore-Anlage (siehe hierzu § 5 Nummer 35 EEG 2014).

Bei der Neufestlegung der Fördersätze im Basismodell in Absatz 2 sowie im Stauchungsmodell in Absatz 3 ist die Entwicklung der Kostenstruktur bei Windenergie auf See eingeflossen. Außerdem werden die zusätzlichen Kosten aus der Vermarktung des Stroms nicht mehr über die gesonderte Managementprämie vergütet, sondern sind integraler Bestandteil der Vergütung für die Windenergieanlagen auf See.

Absatz 2 Satz 3 dient der Klarstellung des geltenden Rechts. Der Begriff der Wassertiefe wird in Übereinstimmung mit den Ausführungen in der Gesetzesbegründung zum EEG definiert.

Im Übrigen entspricht Absatz 5 dem § 31 Absatz 5 EEG 2012.

Zu § 49 (Solare Strahlungsenergie)

Die Regelung entspricht grundsätzlich § 32 EEG 2012 in der Fassung der PV-Novelle 2012. Allerdings wurde sowohl die Grundvergütung nach Absatz 1 als auch die Ausnahme nach Absatz 2 für Anlagen, die nicht an oder auf einer (anderen) baulichen Anlage angebracht sind, den aktuellen Entwicklungen angepasst. Die Fördersätze für Strom aus solarer Strahlungsenergie sind in den letzten Jahren stark gesunken. Derzeit liegen die Fördersätze unterhalb der Stromgestehungskosten für neue Photovoltaikanlagen. Ein wirtschaftlicher Betrieb von Photovoltaikanlagen ist daher derzeit nur möglich, wenn ein Teil des Stroms für die Eigenversorgung genutzt wird. Vor dem Hintergrund der Belastung der Eigenversorgung mit der EEG-Umlage verringert sich auch die Wirtschaftlichkeit von Strom aus solarer Strahlungsenergie. Um einen wirtschaftlichen Betrieb von Photovoltaikanlagen weiterhin gewährleisten zu können, wird die Förderhöhe an diese Entwicklung angepasst.

Die Eigenversorgung von Betreibern von Photovoltaikanlagen mit Strom aus Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 10 kW wird mit der EEG-Umlage belastet. Um die Wirtschaftlichkeit zu wahren, wird diese Belastung über eine Anhebung der Förderung der eingespeisten Energie anteilig kompensiert. Nach den vorliegenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen ist bei Photovoltaikanlagen größer 10 kW bis 1 MW ein Eigenversorgungsanteil von etwa 10 Prozent für die Wirtschaftlichkeit der Anlagen notwendig, da die Vergütung unterhalb der Stromgestehungskosten liegt. Die Schlechterstellung, die aus der Belastung die-

ses Eigenversorgungsanteils durch die EEG-Umlage erfolgt, wird durch einen Aufschlag von 0,4 Cent/kWh kompensiert. Darüber hinausgehende Anteile von Strom der zur Eigenversorgung genutzt wird, werden mit der EEG-Umlage belastet und diese Belastung wird nicht kompensiert.

Die mit der verpflichtenden Direktvermarktung verbundenen Vermarktungskosten werden in die anzulegenden Werte einbezogen. Soweit die Photovoltaikanlagen nicht die Direktvermarktung nutzen, werden die eingepreisten 0,4 Cent/kWh nach § 35 Absatz 3 EEG 2014 abgezogen.

Die Begriffe „Gebäude“ und „Wohngebäude“, die bisher in § 32 Absatz 3 EEG 2012 definiert wurden, werden in § 5 EEG 2014 übernommen.

Zu § 50 (Förderanspruch für Flexibilität)

Der neue § 50 stellt als Pendant zu § 19 – der Anspruchsgrundlage für die finanzielle Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas – die Anspruchsgrundlage für die finanzielle Förderung bereitgestellter flexibler Erzeugungskapazitäten dar, die neben der finanziellen Förderung für den erzeugten Strom gewährt wird. Der Anspruch auf finanzielle Förderung von Erzeugungskapazitäten besteht in den Fällen der §§ 51, 52 und 53 nur, wenn für den in der Anlage erzeugten Strom dem Grunde nach ein Anspruch auf finanzielle Förderung (Marktprämie oder Einspeisevergütung) nach den Vorschriften des jeweils anzuwendenden EEG besteht. Für die Förderung flexibler Erzeugungskapazitäten nach § 51 muss insoweit dem Grunde nach ein Anspruch auf finanzielle Förderung nach § 19 EEG 2014 bestehen, für die die Förderung flexibler Erzeugungskapazitäten nach § 52 hingegen dem Grunde ein Anspruch nach § 16 EEG 2012 oder § 16 EEG 2009, wobei der Anspruch nach § 52 nach Nummer 1 Buchstabe a der Anlage 3 zu diesem Gesetz in jedem Fall eine Direktvermarktung des Stroms voraussetzt.

Zu § 51 (Flexibilitätszuschlag für neue Anlagen)

Absatz 1 gibt Anlagenbetreibern von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas einen Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag. Dies gilt allerdings nicht für kleine Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von unter 100 kW. In Ergänzung zu der strommengenmäßig begrenzten finanziellen Förderung nach § 42 oder 43, die der Deckung regelmäßig anfallender Kosten der Biomasseerzeugung und der kontinuierlichen Stromerzeugung aus Biomasse dienen, deckt der Flexibilitätszuschlag in Höhe von 40 Euro je Kilowatt installierter Leistung und Jahr die durchschnittlich zu erwartenden Kosten für die Errichtung und Vorhal-

tung zusätzlicher flexibel verfügbarer Stromerzeugungskapazität sowie von ggf. notwendigen Gas- und Wärmespeichern ab. Die Höhe des Flexibilitätszuschlags ist so bemessen, dass die über die gesamte Förderdauer regelmäßig anfallenden Mehrkosten für die Bereitstellung flexibler Stromerzeugungskapazität im Umfang von bis zu 50 Prozent der installierten Leistung unter Berücksichtigung angemessener Vermarktungsmehrerlöse aus der Direktvermarktung des Stroms an den Strommärkten gedeckt werden können. Der Flexibilitätszuschlag wird auf die gesamte installierte Leistung in Kilowatt elektrisch bezogen, dies schließt auch auf den Leistungsanteil unterhalb von 100 Kilowatt ein. Damit wird eine möglichst einfache und transparente Festsetzung der Zuschlagshöhe sichergestellt. Der Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag besteht sowohl für Anlagen in der Direktvermarktung als auch für Anlagen, die ihren Strom in einer der ausnahmsweise zulässigen Formen der Einspeisevergütung nach § 35 oder § 36 veräußern. Die Gewährung des Flexibilitätszuschlags ist insbesondere auch in den Fällen der Einspeisevergütung erforderlich, da ein kostendeckender Betrieb der Biogasanlage andernfalls unmöglich wäre und die Anlagen ohne Flexibilitätszuschlag mithin faktisch zur Direktvermarktung gezwungen wären; dies würde dem Regelungsziel der § 35 oder § 36, unter den dort bezeichneten Voraussetzungen ausnahmsweise auch zukünftig eine Einspeisevergütung gewähren, zuwiderlaufen.

Absatz 2 verweist für den Anspruch nach Absatz 1 einschränkend auf die Regelung des § 45 Absatz 1. Die Begrenzung der finanziell förderfähigen Bemessungsleistung nach § 45 Absatz 1 auf maximal 50 Prozent der installierten Leistung stellt sicher, dass alle neu zu errichtenden Biogasanlagen bei der Stromerzeugung aus Biogas flexibel verfügbare Erzeugungskapazitäten für eine am Bedarf orientierte Stromerzeugung bereitstellen.

Absatz 3 stellt klar, dass, solange die Fördervoraussetzungen nach § 42 bzw. § 43 erfüllt sind, der Flexibilitätszuschlag für die gesamte Förderdauer der Anlage verlangt werden kann.

Zu § 52 (Flexibilitätsprämie zur Flexibilisierung bestehender Anlagen)

Für bestehende Biogasanlagen, die bisher noch nicht die Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG 2012 in Anspruch genommen haben, wird mit der Flexibilitätsprämie nach § 52 in Verbindung mit der Anlage 3 zu diesem Gesetz der Anreiz erhöht, ihre Stromerzeugung künftig flexibler am Markt auszurichten. Dadurch sollen auch die Gesamtkosten der Biogaserzeugung verringert werden. Mit der Flexibilitätsprämie sollen Bestandsbiogasanlagen angereizt werden, durch Verminderung ihrer Biogasproduktion bei gleichbleibender Stromerzeugungskapazität ihre Stromerzeugung zu flexibilisieren. Der Anspruch nach § 52 besteht nur für Anlagen zur Vor-Ort-Verstromung von Biogas und nicht für Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomethan. Für bestehende Biogasanlagen, die bereits die Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG

2012 in Anspruch genommen haben, wird dieser Anreiz nicht gesetzt, da ansonsten ein wirtschaftlich nicht sinnvolles Missverhältnis zwischen installierter Leistung und Bemessungsleistung bestehen würde.

Im Unterschied zur Flexibilitätsprämie des EEG 2012, die Flexibilität durch zusätzliche Stromerzeugungskapazität anreizen sollte, wird mit der Flexibilitätsprämie nach § 52 zusätzlich zur Flexibilität des Anlagenbetriebs eine Reduzierung der Biogaserzeugung und damit der Stromerzeugung aus Biogas angereizt. Dies ergibt sich aus den weiteren Voraussetzungen nach Anlage 3 zu diesem Gesetz und verfolgt den Zweck, die hohen Kosten für die Stromerzeugung aus Biogas, die zu einem erheblichen Anteil aus den Beschaffungskosten der Biogassubstrate resultieren, zu reduzieren. Die Flexibilitätsprämie kompensiert die durch die Reduzierung der Bemessungsleistung entgangenen Erlöse für die reduzierte Strom- und Wärmeerzeugung und Kosten für zusätzliche Gas- und Wärmespeicher, berücksichtigt aber auch die vermiedenen Kosten für eingesparte Biogassubstrate und erreichbare Verkaufsmehrerlöse. Die Entscheidung für die Nutzung der neuen Flexibilitätsprämie ist für Anlagenbetreiber nicht umkehrbar: Bei Inanspruchnahme der neuen Flexibilitätsprämie nach § 52 ist eine nachträgliche Rückkehr zu einer Bemessungsleistung von mehr als 70 Prozent der bisherigen Höchstbemessungsleistung durch die Sanktion des Absatz 4 Satz 4 wirtschaftlich ausgeschlossen. Bei einer Unterschreitung der bisherigen Höchstbemessungsleistung um mehr als 50 Prozent entfällt lediglich die Flexibilitätsprämie im jeweiligen Kalenderjahr.

§ 52 Satz 1 regelt die Prämienhöhe der neuen Flexibilitätsprämie, die weiteren Voraussetzungen und die Höhe des anlagenspezifischen Förderanspruchs ergeben sich aus der Anlage 3 zu diesem Gesetz. Die Höhe der Flexibilitätsprämie – in Anlage 3 zu diesem Gesetz als Kapazitätskomponente „K“ bezeichnet – von 400 Euro pro Kilowatt und Jahr für Anlagen bis einschließlich einer installierten Leistung von 500 Kilowatt und von 250 Euro pro Kilowatt und Jahr für Anlagen mit einer darüber hinausgehenden installierten Leistung berücksichtigt für ausgewählte typische Bestandsbiogasanlagen mit abgesenkter Bemessungsleistung durchschnittlich zu erwartende Stromgestehungskosten, entgangene Einnahmen durch den Strom- und Wärmeverkauf, mit abnehmender Bemessungsleistung steigende EEG-Vergütungssätze sowie angemessene Verkaufsmehrerlöse durch Direktvermarktung des nunmehr flexibel erzeugten Stroms.

Zu § 53 (Ausschreibung der Förderung für Freiflächenanlagen)

Durch § 53 EEG 2014 werden die Voraussetzungen geschaffen, um erstmals die Förderhöhe für eine Erneuerbare-Energien-Technologie über Ausschreibungen zu bestimmen. Dies

ist ein erster Schritt zu einem Systemwechsel. Dieses Modell wird unmittelbar nach der Reform durch eine Verordnung konkretisiert. Es soll jährlich eine installierte Leistung in der Größenordnung von 400 Megawatt ausgeschrieben werden; diese Mengen werden auf den Zielkorridor angerechnet. Damit wird die gesamte Förderung von Freiflächen auf Ausschreibungen umgestellt.

Mittelfristig soll dann in einem zweiten Schritt auch die Förderhöhe für andere Erneuerbare-Energien-Technologien wettbewerblich ermittelt werden (§ 2 Absatz 5 EEG 2014). Aufgrund der vielfältigen Herausforderungen, die ein solcher Systemwechsel mit sich bringt, wird zunächst im Rahmen eines Pilotvorhabens die Förderung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen auf ein Ausschreibungssystem umgestellt. Das Ausschreibungsdesign muss insbesondere gewährleisten, dass die Ziele im Hinblick auf den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien zu möglichst geringen Kosten erreicht werden. Dabei soll eine möglichst breite Akteursvielfalt gewährleistet bleiben.

Die Pilotausschreibung bezieht sich mit Freiflächenanlagen auf eine Technologie, die aufgrund ihrer technologischen und ökonomischen Eigenschaften in besonderem Maße für Ausschreibungen geeignet ist. Dieses Technologiesegment weist im Vergleich zu anderen erneuerbaren Erzeugungstechnologien relativ kurze Planungs- und Genehmigungszeiträume mit vergleichsweise geringen spezifischen Investitionen im Planungsprozess auf. Die Erfahrungen mit dem Pilotvorhaben im Bereich der Photovoltaik-Freiflächenanlagen bilden die Grundlage, um anschließend die Förderhöhe für andere Erneuerbare-Energien-Technologien im Rahmen von Ausschreibungen wettbewerblich zu ermitteln. Ziel ist es dabei, die Förderkosten für erneuerbare Energien durch Ausschreibungen zu senken und eine feste Begrenzung des Ausbaus zu ermöglichen.

Bis zur Einführung des Ausschreibungssystems zur Förderung von Freiflächenanlagen wird in einer Übergangszeit noch eine gesetzlich festgelegte Förderung nach § 49 Absatz 1 Nummer 2 und 3 EEG 2014 gewährt.

Zu Absatz 1

Absatz 1 ermächtigt die Bundesnetzagentur, Ausschreibungen zur Ermittlung der Förderhöhe für Strom aus Freiflächenanlagen nach Maßgabe näherer Vorgaben einer Rechtsverordnung nach § 85 EEG 2014 durchzuführen. Dabei kann im Rahmen der Rechtsverordnung nach § 85 EEG 2014 auch festgelegt werden, welche Art von Förderung ausgeschrieben wird. Die Bundesnetzagentur kann somit die Höhe der finanziellen Förderung für die erzeugte Strommenge (Arbeit) oder für die installierte Leistung (Kapazität) über Ausschreibungen nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 85 EEG 2014 ermitteln.

Die Bundesnetzagentur macht die Ausschreibungen nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 85 EEG 2014 bekannt. Das konkrete Ausschreibungsverfahren wird in der Rechtsverordnung festgelegt. § 53 EEG 2014 legt lediglich die Grundzüge der Ausschreibung fest. Die Art der finanziellen Förderung kann im Rahmen der Rechtsverordnung nach § 85 EEG 2014 ausgestaltet werden. Entscheidet sich der Verordnungsgeber für die Ausschreibung einer gleitenden Marktprämie und erfolgt die Förderung innerhalb der bestehenden EEG-Systematik, so können die Teilnehmer der Ausschreibung aufgefordert werden, auf den jeweils „anzulegenden Wert“ nach § 22 EEG 2014 zu bieten. Dieser anzulegende Wert orientiert sich an den aus Sicht der Investoren für die jeweils ausgeschriebene Erzeugungskapazität erforderlichen Einnahmen, die sich zusammensetzen aus den durch die Direktvermarktung durchschnittlich monatlich zu erzielenden Erlösen und der zusätzlichen finanziellen Förderung, die unter den Voraussetzungen des § 53 Absatz 2 EEG 2014 von den Netzbetreibern in der Regel als gleitende Marktprämie gemäß § 32 EEG 2014 an die Anlagenbetreiber zu entrichten ist.

Zu Absatz 2

Nach Nummer 1 besteht ein Anspruch auf finanzielle Förderung nach § 19 EEG 2014 nur dann, wenn der Anlagenbetreiber über eine Förderberechtigung verfügt, die im Rahmen einer Ausschreibung durch Zuschlag vergeben worden ist, und die weiteren Anforderungen für die finanzielle Förderung nach § 53 Absatz 2 Nummer 2 bis 4 EEG 2014 erfüllt. Dies schließt nach § 53 Absatz 2 Nummer 4 EEG 2014 auch alle anderen im EEG geregelten Anspruchsvoraussetzungen ein. Nach § 53 Absatz 3 EEG 2014 können nach sechs Monaten nach der erstmaligen Bekanntmachung einer Ausschreibung nur die Anlagenbetreiber eine finanzielle Förderung für Strom aus einer neu in Betrieb genommenen Freiflächenanlage erhalten, die über eine im Rahmen einer Ausschreibung vergebenen Förderberechtigung verfügen. Wie die Erteilung des Zuschlags und die konkrete Förderberechtigung ausgestaltet sein werden, kann die Bundesregierung im Rahmen der Rechtsverordnung nach § 85 EEG 2014 regeln. Neben der Förderberechtigung müssen jedoch alle weiteren in § 53 Absatz 2 Nummer 2 bis 4 EEG 2014 geregelten Voraussetzungen erfüllt sein.

So wird nach Nummer 2 der Strom aus Freiflächenanlagen nur dann gefördert, wenn sich die Freiflächenanlagen im Bereich eines beschlossenen Bebauungsplans befinden. Um die Rechtssicherheit für Anlagenbetreiber und Netzbetreiber zu wahren, wird nicht auf die Wirksamkeit des Bebauungsplans, sondern auf Beschluss des Bebauungsplans abgestellt. Es muss also ein ordnungsgemäß zustande gekommener und damit wirksamer Satzungsbeschluss des zuständigen Gemeindeorgans für den entsprechenden Bebauungsplan vorliegen. Die rechtlichen Risiken der Wirksamkeit des Bebauungsplans müssen die Anlagenbetreiber und Netzbetreiber nicht tragen. Damit wird insbesondere verhindert, dass Fehler bei der

Bekanntmachung, die häufig zu einer Unwirksamkeit des Bebauungsplans führen und nicht in die Sphäre der Anlagenbetreiber oder Netzbetreiber fallen, einen Einfluss auf den Förderanspruch des Anlagenbetreibers haben.

Weitere zusätzliche Flächenkriterien können vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie durch die Rechtsverordnung nach § 85 EEG 2014 festgelegt werden.

Des Weiteren besteht nach Nummer 3 nur dann ein Anspruch auf eine Förderung nach § 53 EEG 2014, wenn der gesamte in der Anlage erzeugte Strom ins Netz eingespeist worden ist und der erzeugte Strom nicht selbst verbraucht wird. Die Wechselrichter- und sonstigen Leitungsverluste sind hiervon ausgenommen. Hierdurch soll ausgeschlossen werden, dass die Freiflächenanlagen durch eine Mischfinanzierung mit einem Eigenversorgungsanteil sehr niedrige wettbewerbsverzerrende Gebote abgeben können.

Nummer 4 stellt klar, dass auch alle anderen im EEG geregelten Anspruchsvoraussetzungen mit Ausnahme der in § 49 EEG geregelten Anspruchsvoraussetzungen eingehalten werden müssen. Dies ergibt sich bereits aus der systematischen Stellung des § 53 EEG 2014. Demnach müssen die Freiflächenanlagen mit technischen Einrichtungen nach § 9 EEG 2014 ausgestattet sein und sich z.B. auch nach Maßgabe der Anlagenregisterverordnung beim Anlagenregister registrieren lassen, um eine finanzielle Förderung zu erhalten. Diese Freiflächenanlagen sind damit registrierte Anlagen und werden nach § 29 Absatz 1 bis 4 EEG 2014 beim atmenden Deckel und beim Gesamtausbauziel für Photovoltaikanlagen nach § 29 Absatz 6 EEG 2014 eingerechnet.

Durch die Ausschreibung soll grundsätzlich nur der anzulegende Wert ermittelt werden. In der Rechtsverordnung nach § 85 EEG 2014 kann allerdings auch geregelt werden, dass die finanzielle Förderung anders als im bisherigen EEG ausgestaltet und die Höhe des Förderanspruchs daher grundlegend anders ermittelt wird; hierbei ist der Ordnungsgeber auch nicht an eine gleitende Marktprämie gebunden. Dies umfasst z.B. auch die Möglichkeit, eine finanzielle Förderung über eine feste Marktprämie auszuprobieren oder eine Förderung für die Bereitstellung der installierten Leistung zu gewähren.

Durch den zweiten Halbsatz in Nummer 4 in Verbindung mit § 85 EEG 2014 wird zudem dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie die Möglichkeit eröffnet, im Rahmen der Rechtsverordnung nach § 85 EEG 2014 weitere Anspruchsvoraussetzungen festzulegen und von den im EEG geregelten Anspruchsvoraussetzungen abzuweichen.

Zu Absatz 3

Nach Satz 1 reduziert sich der anzulegende Wert für die Förderung von Freiflächenanlagen für Anlagen, die erst sechs Monate nach der erstmaligen Bekanntmachung eines Ausschrei-

bungsverfahrens in Betrieb gehen, auf Null. Dies begründet sich darin, dass innerhalb einzelner Technologien bzw. eines Technologiesegments ein Ausschreibungssystem nicht parallel zu einem System von administrativ festgelegten Einspeisevergütungen oder Prämien bestehen sollte. Andernfalls könnten potenzielle Bieter durch die Existenz eines Parallelsystems von vornherein von der Angebotsabgabe abgehalten werden oder die Höhe der administrativ festgelegten Förderung als Mindestgebot zugrunde zu legen, was die Wettbewerbsintensität bei der Vergabe reduzieren und entsprechende Kostensteigerungen aus Verbrauchersicht bewirken kann.

Deshalb endet die finanzielle Förderung nach § 49 EEG 2014 sechs Monate nach der erstmaligen öffentlichen Bekanntmachung eines Ausschreibungsverfahrens. Ab diesem Zeitpunkt löst das System der durch Ausschreibungen ermittelten Förderhöhen das System der gesetzlich bestimmten Förderhöhen für Freiflächenanlagen nach § 49 Absatz 1 Nummer 2 und 3 EEG 2014 ab. Der Förderzeitraum nach § 22 wird für die Anlagen, die vor dem Ablauf der sechs Monate in Betrieb genommen werden, durch Absatz 3 nicht verkürzt. Die sechs Monate sind notwendig, um den Anlagenbetreibern, die noch auf der Grundlage des Förder-systems nach § 49 Absatz 1 Nummer 2 und 3 EEG 2014 ihre Freiflächenanlagen geplant haben, die Möglichkeit zu geben, diese noch errichten zu können. Zudem soll so verhindert werden, dass es auf dem Freiflächenmarkt zu einem Fadenriss kommt. Denn es ist damit zu rechnen, dass die ersten Ausschreibungen mehrere Monate dauern werden und auch die Realisierung der ersten Projekte, die einen Zuschlag erhalten haben, erst mit einem gewissen Zeitverzug erfolgen kann.

Satz 2 stellt umgekehrt klar, dass Anlagen, die bereits eine Förderung nach dem EEG erhalten haben, nicht mehr an Ausschreibungen teilnehmen können.

Zu Absatz 4

Absatz 4 verpflichtet die Bundesnetzagentur, das Ergebnis des jeweiligen Ausschreibungsverfahrens einschließlich der Höhe der anzulegenden Werte zu veröffentlichen. Außerdem wird die Bundesnetzagentur verpflichtet, den jeweils betroffenen Netzbetreibern die Zuordnung einer Förderberechtigung zu einer konkreten Anlage und den für diese Anlage anzulegenden Wert mitzuteilen. Dies ist wichtig, weil den Netzbetreibern bekannt sein muss, für welche Anlage die Anlagenbetreiber eine Förderberechtigung besitzen und in welcher Höhe jeweils ein Anspruch auf eine finanzielle Förderung besteht.

Zu § 54 (Weitergabe an den Übertragungsnetzbetreiber)

Die Neufassung in § 54 enthält gegenüber dem § 34 EEG 2012 verschiedene Folgeänderungen, insbesondere zur Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung und zur Neufassung des § 19 Absatz 1.

Zu § 55 (Ausgleich zwischen Netzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern)

Die Änderungen von § 55 gegenüber dem § 35 EEG 2012 sind ebenfalls redaktionelle Folgeänderungen, die im Wesentlichen auf die Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung zurückgehen. So wurde Absatz 1 sprachlich der veränderten Förderstruktur des EEG 2014 angepasst. Der bisherige Absatz 1a wurde gegenstandslos, da er einen Verweis auf die bisherige Vergütungsstruktur nach den § 33g und § 33i EEG 2014 beinhaltete. Absatz 1b Satz 1 verweist nun nicht mehr auf die Verordnungsermächtigung im Energiewirtschaftsgesetz, sondern direkt auf die Systemstabilitätsverordnung. Auch die Änderung in Absatz 4 Satz 1 bedeutet eine Anpassung an die veränderte Förderstruktur des EEG 2014. Die Änderung des Satz 4 vollzieht die Verschiebung des § 22 EEG 2012 in § 31 EEG 2014 nach.

Zu § 56 (Ausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern)

Die Änderungen in § 56 gegenüber dem § 36 EEG 2012 sind ebenfalls redaktionelle Folgeänderungen, die insbesondere auf die Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung und die Neufassung des Teils 3 zurückgehen.

Zu § 57 (Vermarktung und EEG-Umlage)

Zu Absatz 1

Die Änderungen in Absatz 1 sind redaktionelle Folgeänderungen.

Zu Absatz 2

Absatz 2 Satz 1 entspricht § 37 Absatz 2 Satz 1 EEG 2012. Neu eingefügt wird die Vermutungsregelung des Satz 2: Diese dient einer nachvollziehbaren und lückenlosen Erfassung der letztverbrauchten Energiemengen. Sie trägt dem Umstand Rechnung, dass die physikalische Entnahme aus Bilanzkreisen im Regelfall einer Lieferung an Letztverbraucher entspricht. Ohne weitere Darlegungen handelt es sich dabei aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber

treiber im Zweifel um Lieferungen des Bilanzkreisverantwortlichen an einen Letztverbraucher. Dies gilt in gleicher Weise auch für Unterbilanzkreise. Soweit der Bilanzkreisverantwortliche die Vermutung nicht widerlegt, muss er sich die aus seinem Bilanzkreis an physikalische Entnahmestellen abgegeben Energiemengen als seine Lieferungen an Letztverbraucher zurechnen lassen und die EEG-Umlage zahlen. Zur Widerlegung der Vermutung muss der Bilanzkreisverantwortliche substantiiert darlegen, aus welchen Gründen keine umlagepflichtige Lieferung seinerseits vorliegt. Die Pflichten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur Meldung ihrer tatsächlichen Liefermengen nach § 70 und zur Zahlung der EEG-Umlage nach Satz 1 bleiben von der Vermutungsregelung unberührt.

Zu Absatz 3

In der Vergangenheit sind Forderungen der Übertragungsnetzbetreiber auf Zahlung der EEG-Umlage durch Lieferanten wiederholt nicht beglichen worden. Dadurch sind dem EEG-Konto Zahlungsausfälle in Millionenhöhe entstanden. Im Insolvenzfall sind die ausstehenden Forderungen regelmäßig nicht mehr einbringbar und gehen damit dauerhaft zu Lasten der übrigen Umlageverpflichteten.

Zwar verfügen die Netzbetreiber in Bezug auf Forderungen aus der Netznutzungsabrechnung und der Bilanzkreisabrechnung über Instrumente, mit denen sie säumigen Lieferanten begegnen können. Diese Instrumente bestehen z.B. in der Erhebung von Sicherheitsleistungen oder Vorauszahlungen und letztlich in der Kündigung des Lieferantenrahmenvertrags bzw. des Bilanzkreisvertrags, welche für den Energielieferanten ein Ende der Betätigung in dem betreffenden Netzgebiet respektive in der betreffenden Regelzone zur Konsequenz hat. Im Hinblick auf Forderungen der Übertragungsnetzbetreiber aus der EEG-Umlage fehlen derartige Instrumentarien hingegen bislang.

Die Übertragungsnetzbetreiber können die Forderungen aus der EEG-Umlage gegenüber den Umlageverpflichteten im Regelfall erst dann in Rechnung stellen, wenn die Elektrizitätsversorgungsunternehmen ihren Meldepflichten nach § 70 EEG 2014 nachkommen und die gelieferten Energiemengen mitteilen. Durch Nichtvornahme oder Verzögerung entsprechender Meldungen könnten daher die Zahlungspflichten mit vergleichbaren Wirkungen zu Lasten der übrigen Umlagezahler umgangen werden. Diese Regelungslücken werden durch die Kündigungsmöglichkeit des Bilanzkreisvertrages geschlossen.

Zu Absatz 4

Absatz 4 ist inhaltlich unverändert gegenüber § 37 Absatz 4 EEG 2012.

Zu Absatz 5

Absatz 5 entspricht § 37 Absatz 5 EEG 2012. Die Regelung ist im Wesentlichen inhaltlich unverändert. Allerdings bestimmt Satz 2, 2. Halbsatz, dass die Fälligkeit zum Zweck der Verzinsung nunmehr bereits am 1. Januar des Folgejahres eintritt, um eine Besserstellung derjenigen Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die von ihnen gelieferten Strommengen entgegen § 70 nicht oder nicht rechtzeitig dem Übertragungsnetzbetreiber gemeldet haben, zu verhindern.

Zu § 58 (Eigenversorgung)

§ 58 ist nach der Einengung des Begriffs Eigenversorgung zum 1. Januar 2012 ein weiterer Schritt weg von der Sonderrolle Eigenversorgung. Hintergrund für diesen Schritt sind Ungleichbehandlungen zwischen Eigenversorgern und Stromkunden sowie ein steigender Trend zur Eigenversorgung in bestimmten Bereichen, der vor allem durch deren Freistellung von den steigenden Umlagen und Netzentgelten angereizt wird. Dies kann im gewerblichen Bereich zu Wettbewerbsverzerrungen führen. Obwohl die dezentrale Wärme- und Energienutzung in bestimmten Konstellationen auch energiewirtschaftlich sinnvoll sein kann, ist es es dann nicht, wenn wesentlicher Grund für den Umstieg die Befreiung von Umlagen und Netzentgelten ist. Die Eigenversorger reagieren aufgrund der enormen Vorteile, die allein die Befreiung von der EEG-Umlage bietet, nicht mehr auf Strompreissignale. Vielmehr koppeln sich die Eigenversorger vom Strommarkt ab und vermindern so die Flexibilität des Gesamtsystems. Gleichzeitig erhöht sich die Finanzierungslast bei den übrigen Verbrauchern. Dies ist nicht verursachergerecht. Letztlich tragen Eigenversorger durch den Verbrauch von Strom genauso zu den negativen Folgen der Energieerzeugung bei wie Elektrizitätsversorgungsunternehmen.

Eigenversorger, die sich mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgen, profitieren von den Lernkurve, die die dafür eingesetzten Technologien in den letzten Jahren dank der Förderung durch das EEG durchlaufen konnten. Daher ist es gerechtfertigt, auch sie an der Finanzierung der Förderkosten zu beteiligen, soweit sie selbst die Förderung durch das EEG in Anspruch nehmen.

Nach § 58 werden ausschließlich Neuanlagen belastet, auch Ersatzinvestitionen für Bestandsanlagen bleiben freigestellt. Ausgenommen sind auch der Kraftwerkseigenverbrauch und die Eigenversorgung aus Inselanlagen, also Anlagen, die weder mittelbar noch unmittelbar an ein Netz angeschlossen sind. Kleine Eigenversorgungsanlagen sind bis zu einer Bagatellgrenze ebenfalls freigestellt.

Die Belastung stellt sich wie folgt dar:

Eigenversorgergruppe	Belastung von Neuanlagen	Standort der Regelung
Industrieunternehmen, die in der Besonderen Ausgleichsregelung privilegiert sind	20 Prozent der Umlage bis zur Erreichung des jeweiligen Deckels	§§ 60 ff.
Sonstige Industrieunternehmen (Branchen Abschnitte B und C)	X Prozent der Umlage = X Ct/kWh	Absatz 6 Nummer 3
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	X Prozent der Umlage für EE- und KWK-Anlagen, im Übrigen X Prozent	Absatz 6 Nummer 1
Kleinanlagen	keine	Absatz 5
Kraftwerkseigenverbrauch, Inselanlagen und vollständige Versorgung aus EE-Anlagen ohne Inanspruchnahme von Förderung	keine	Absatz 2 Nummer 3 bis 6

Zu Absatz 1

Nach Absatz 1 wird die Eigenversorgung mit Strom aus Neuanlagen künftig grundsätzlich mit EEG-Umlage belastet.

Satz 1 entspricht § 37 Absatz 3 Satz 1 EEG 2012. Allerdings wird der Begriff des Letztverbrauchers im Zusammenhang mit der Eigenversorgung zukünftig nicht mehr verwendet. Da die Definition des Begriffs Letztverbraucher nach § 3 Nummer 25 EnWG ein Kaufverhältnis voraussetzt, passt dieser Begriff nicht in § 58 EEG 2014. Stattdessen wird künftig der Begriff des Eigenversorgers verwendet, der in § 5 Nummer 12 EEG 2014 definiert wird.

Zu Absatz 2

Absatz 2 regelt, für welche Konstellationen die Belastung des Eigenverbrauchs entfällt.

Nach Nummer 1 und 2 entfällt die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage für Betreiber bestehender Stromerzeugungsanlagen, die auch bisher befreit waren. Dies betrifft nach Nummer 1 Bestandsanlagen, die vor dem 1. September 2011 selbst betrieben und zur Eigenversorgung genutzt wurden. Für sie sah § 66 Absatz 15 EEG 2012 eine Übergangsvorschrift vor, die hier fortgeschrieben wird. Zum anderen betrifft Nummer 2 Bestandsanlagen aus dem Zeitraum nach dem 1. September 2011; siehe hierzu im Einzelnen die Begründung zu Absatz 3. Bei Bestandsanlagen kann durch eine Belastung der Eigenversorgung kein sinnvoller Steuerungseffekt erreicht werden. Die Anlagen sind bereits errichtet, und es ist volks- wie betriebswirtschaftlich sinnvoll, sie weiter zu nutzen. Dies trägt auch dem verfassungsrechtli-

chen Vertrauensschutz Rechnung. Da diese Anlagen im Wesentlichen errichtet wurden, als die EEG-Umlage deutlich geringer war, ist nicht davon auszugehen, dass sie vor allem durch die Befreiung von der EEG-Umlage wirtschaftlich wurden, sondern andere Beweggründe im Vordergrund standen. Vor diesem Hintergrund werden unter engen Rahmenbedingungen auch Ersatzinvestitionen von der EEG-Umlage befreit.

Nummer 3 regelt die Ausnahme für den Kraftwerkseigenverbrauch; im Einzelnen hierzu die Begründung zu Absatz 4.

Nummer 4 nimmt völlig autarke Stromzeugungsanlagen von der Belastung des Eigenverbrauchs aus, wenn also der Eigenversorger weder unmittelbar noch mittelbar an ein Netz der öffentlichen Versorgung angeschlossen ist. Mittelbar an das Netz der öffentlichen Versorgung angeschlossen sind Eigenversorger, deren Eigenversorgungsanlage in ein nicht-öffentliches Netz eingebunden ist, welches aber seinerseits mit dem Netz der öffentlichen Versorgung verbunden ist. Frei bewegliche Eigenversorgungsanlagen, die nur vorübergehend und von kurzer Dauer mit dem Netz der öffentlichen Versorgung verbunden werden, ansonsten aber im Wesentlichen autark sind, gelten als nicht mittelbar oder unmittelbar an ein Netz angeschlossen.

Nummer 5 stellt Eigenversorger frei, die sich vollständig aus Anlagen im Sinne des EEG versorgen und für anderweitig verbrauchten Strom aus diesen Anlagen keinerlei Förderung nach dem EEG 2014 in Anspruch nehmen. Bei solchen Eigenversorgern ist eine Belastung mit dem Verursacherprinzip nicht begründbar. Sie haben die Energiewende für sich gleichsam schon vollzogen.

Nummer 6 enthält die Ausnahme für Kleinanlagen; im Einzelnen siehe hierzu die Begründung zu Absatz 5.

Zu Absatz 3

Absatz 3 präzisiert die sonstigen Bestandsanlagen nach Absatz 1 Nummer 2. Dies sind nach Nummer 1 solche Stromerzeugungsanlagen, die der Eigenversorger schon vor dem Inkrafttreten des EEG 2014 selbst betrieben und zur Eigenversorgung genutzt hat.

Nach Nummer 2 erfasst dies auch Stromerzeugungsanlagen, die bis zum Kabinettsbeschluss in der Kabinettsklausur in Meseberg bundesrechtlich genehmigt waren und vor dem 1. Januar 2015 erstmals zur Eigenversorgung genutzt werden. Dies entspricht der Übergangsbestimmung für Anlagen nach § 96 Absatz 3 EEG 2014. Auch bei der Eigenversorgung sollen mit der Stichtagsregelung vor allem Ankündigungs- und Mitnahmeeffekte vermieden werden.

Maßgeblich für die Nutzung zur Eigenversorgung nach Nummer 1 und 2 ist jeweils der Zeitpunkt, zu dem die Anlage erstmals nach Herstellung ihrer technischen Betriebsbereitschaft zur Eigenversorgung in Betrieb gesetzt worden ist.

Nummer 3 erstreckt den Begriff der sonstigen Bestandsanlage auch auf Ersetzungen und Modernisierungen von Bestandsanlagen nach Nummer 1 und 2. Um eine Erneuerung, Ersetzung oder Erweiterung handelt es sich aber nicht mehr, wenn sich durch die Maßnahme die installierte Leistung der Stromerzeugungsanlage um mehr als 30 Prozent erhöht. Die Ersatzanlage ist am demselben Standort wie die Bestandsanlagen zu errichten. Dafür ist es nicht erforderlich, dass die Anlage räumlich genau an derselben Stelle errichtet wird. Andernfalls könnte die Ersetzung erst nach dem Abriss des alten Kraftwerks erfolgen. Um eine ununterbrochene Selbstversorgung zu sichern, kann die neue Stromerzeugungsanlage deshalb auch an anderer Stelle auf demselben in sich abgeschlossenen Betriebsgelände oder in unmittelbarer räumlicher Nähe zu der ersetzten Anlage befinden.

Eine vergleichbare Vorschrift wird für die Bestandsanlagen nach Absatz 2 Nummer 1 nicht aufgenommen, weil diese Stromerzeugungsanlagen auch in räumlicher Entfernung zum Eigenverbrauch betrieben werden können. Absatz 2 Nummer 1 stellt daher eine Übergangsvorschrift dar, die auf ein Auslaufen ausgelegt ist.

Zu Absatz 4

Absatz 4 definiert den Kraftwerkseigenverbrauch. Neben- und Hilfsanlagen einer Stromerzeugungsanlage sind z.B. solche für die Wasseraufbereitung, Dampferzeugerwasserspeisung, Frischluftzufuhr, Brennstoffversorgung, Abgasreinigung oder Rauchgasreinigung. Der Kraftwerkseigenverbrauch erfasst nicht den Betriebsverbrauch, also den Verbrauch in betriebseigenen Einrichtungen wie Verwaltungsgebäuden, Werkstätten, Schalt- und Umspannanlagen, für Beleuchtungs- und Heizungsanlagen, elektrische Antriebe und Kühlaggregate. Auch der Stillstandseigenverbrauch und der Stromverbrauch zur Brennstoffgewinnung und -vorbereitung sind nicht erfasst.

Zu Absatz 5

Nach Absatz 5 gilt eine De-minimis-Regel. Betreibt ein Eigenversorger eine Stromerzeugungsanlage mit weniger als 10 kW installierter Leistung, so fällt erst für den über 10 MWh im Jahr hinausgehenden selbst verbrauchten Strom die EEG-Umlage an. Damit soll der administrative Aufwand, den die Erfassung der Eigenversorgung mit sich bringt, gering gehalten werden. Bei kleinen Anlagen mit geringen Strommengen steht der Aufwand der Erfassung der Eigenversorgung nicht im Verhältnis zu den potenziellen Umlageeinnahmen. Daher gilt für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie mit einer installierten Leistung von weniger als 10 kW die Vermutung, dass sie in einem Jahr nicht mehr als

10 MWh Strom erzeugen. Damit ist davon auszugehen, dass bei solchen Anlagen keine umlagepflichtige Eigenversorgung stattfindet. Eine Messung der Eigenversorgung ist bei diesen Anlagen somit entbehrlich. Satz 3 regelt die Anwendbarkeit von § 30 EEG 2014.

Zu Absatz 6

Nach Nummer 1 fällt für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und KWK eine verringerte EEG-Umlage an. Damit wird der besonderen Bedeutung der Eigenversorgung für die Wirtschaftlichkeit des Betriebs solcher Anlagen Rechnung getragen. Verbraucher von Strom aus erneuerbaren Energien könnten zwar vor dem Hintergrund des Verursacherprinzips von der EEG-Umlage befreit werden. Sie werden dennoch mit einer (verringerten) EEG-Umlage belastet, weil die Tatsache, dass die von ihnen gekauften Anlagen ein Preisniveau erreicht haben, das einen wirtschaftlichen Einsatz ermöglicht, durch das EEG erzielt wurde. Daher ist es angemessen, diese Anlagen zumindest mit einer verringerten Umlage an den Kosten des EEG und damit an der vom EEG finanzierten Lernkurve zu beteiligen, von denen die Betreiber neuer Anlagen heute profitieren. Bei KWK-Anlagen soll die verringerte Belastung nur solchen Anlagen zugute kommen, die auch von der vollständigen Steuerentlastung nach § 53a des Energiesteuergesetzes profitieren können.

Nummer 2 regelt die Beteiligung anderer Eigenversorgungsanlagen. Sie werden nur aufgrund ihrer Dezentralität und deshalb in geringem Umfang begünstigt.

Nummer 3 regelt die geringere Belastung für industrielle Eigenversorgung im Bereich des produzierenden Gewerbes und des Bergbaus.

Eigenversorgungsanlagen des produzierenden Gewerbes sowie des Bergbaus nach Abschnitt B und C der Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2008,, die heute neu errichtet werden, sind meist KWK-Anlagen oder Anlagen zur energetischen Verwertung von in den industriellen Prozessen anfallenden Reststoffen. Im Bereich der industriellen KWK gibt er derzeit keine klaren Anzeichen für falsche Anreize. Vor diesem Hintergrund wird eine deutlich niedrigere EEG-Umlage festgelegt. Die weitere Entwicklung in diesem Bereich wird jedoch im Rahmen des Monitoringberichts evaluiert.

Zu Absatz 7

Absatz 7 ermöglicht den Übertragungsnetzbetreibern, sich unter Umständen auch für Eigenversorgungsmengen relevante Daten von den Hauptzollämtern und dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle übermitteln zu lassen und mit den nach § 70 Satz 3 EEG 2014 erhaltenen Daten abzugleichen. Dies soll es den Übertragungsnetzbetreiber erleichtern, eine mögliche Umlagepflichtig von Eigenversorgungskonstellationen nach diesem Ge-

setz zu erkennen. Zudem können die Übertragungsnetzbetreiber so feststellen, ob es sich um eine KWK-Anlage handelt, die die vollständige Steuerentlastung nach § 53a Energies-teuergesetz in Anspruch nehmen kann und daher nach Absatz 6 Nummer 1 Buchstabe b nur mit einer verringerten Umlage belastet ist.

Absatz 7 bezieht sich nur auf die Daten, die den öffentlichen Stellen tatsächlich vorliegen. Dies gilt also gerade bei den Hauptzollämtern nur, soweit die Anlagen stromsteuerpflichtig sind.

Zu Absatz 8

Absatz 8 wird neu in das EEG 2014 aufgenommen, um das bereits unter der geltenden Rechtslage anerkannte und von dem Gesetzgeber gewollte Gleichzeitigkeitsprinzip besser zum Ausdruck zu bringen. Diese Klarstellung ist erforderlich, weil einzelne Eigenversorger in der Vergangenheit nicht nachgewiesen, dass Erzeugung und Verbrauch tatsächlich zeitgleich erfolgen.

Zu § 59 (Nachträgliche Korrekturen)

Zu Absatz 1

Zeigen sich durch den Abgleich der Daten der Übertragungsnetzbetreiber mit den nach § 58 Absatz 7 EEG 2014 übermittelten Daten Abweichungen, aus denen sich Änderungen der abzurechnenden Strommenge ergeben, sollen diese bei der nächsten Abrechnung berücksichtigt werden können. Dies spiegelt die Neufassung der Nummer 3 wider.

Zu Absatz 2

Absatz 2 wurde aufgenommen, da der bisherige § 38 EEG 2012 als Vorgängerregelung des § 59 nach seinem Wortlaut keine Änderungen der von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen gegenüber Letztverbraucherinnen oder Letztverbrauchern abgerechneten Strommengen berücksichtigt, die erst nach Buchungsschluss für eine Endabrechnung nach § 70 erfolgen. Diese Änderungen können zum Beispiel aufgrund von nachträglichen Korrekturen oder Abrechnungen gegenüber den Letztverbraucherinnen oder Letztverbrauchern erforderlich werden. Solche Änderungen verändern im Nachhinein die an Letztverbraucherinnen oder Letztverbrauchern gelieferte Strommenge als Basis für die Zahlung der EEG-Umlage nach § 57 Absatz 2 und müssen daher nach Absatz 2 Satz 1 bei der jeweils nächsten Jahresabrechnung berücksichtigt werden. Bei der Endabrechnung sind die nachträglichen Änderungen jahresgenau den vergangenen Abrechnungsjahren zuzuordnen, auf die sie sich beziehen. Damit wird sichergestellt, dass die Korrekturabrechnungen mit der EEG-Umlage des

jeweiligen Abrechnungsjahres erfolgen. Um die Richtigkeit der Änderungen sicherzustellen, können die Übertragungsnetzbetreiber nach Absatz 2 Satz 2 verlangen, dass auch die geänderten Angaben der Elektrizitätsversorgungsunternehmen bei Vorlage durch eine Wirtschaftsprüferin, einen Wirtschaftsprüfer, eine Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, eine vereidigte Buchprüferin, einen vereidigten Buchprüfer oder eine Buchprüfungsgesellschaft geprüft werden.

Zu § 60 (Grundsatz)

§ 60 konkretisiert die Zielsetzung der Besonderen Ausgleichsregelung im Hinblick auf ihre europarechtskonforme Fortentwicklung. Die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission erkennen als Grund für eine Ausnahme von der Beteiligung an den Förderkosten für erneuerbare Energien die Verhinderung des sogenannten „carbon leakage“ an. Die Besondere Ausgleichsregelung soll daher die wirtschaftliche Mehrbelastung begrenzen, die sich für besonders stromintensive Unternehmen aus der EEG-Förderung ergibt. Abnehmer mit stromintensiven Produktionsbedingungen, deren Produkte in einem besonderen Maße dem internationalen Wettbewerb ausgesetzt sind, würden ohne die Besondere Ausgleichsregelung in eine ungünstige internationale Wettbewerbssituation gelangen, die sie zu einer Abwanderung bewegen könnte. Im Falle der Abwanderung ist davon auszugehen, dass diese in Länder erfolgen würde, die deutlich weniger ambitionierte Klimaschutzziele haben. Dies würde zu einer Erhöhung des globalen Ausstoßes von Treibhausgasen führen. Eine solche Erhöhung der globalen Treibhausgasemissionen liefe den Zielen sowohl der nationalen als auch der europäischen Klimaschutzpolitik zuwider.

Zugleich stellt die Besondere Ausgleichsregelung sicher, dass auch die begünstigten Unternehmen einen Beitrag zur Förderung der erneuerbaren Energien leisten. Sie führt nicht zu einer vollständigen Freistellung von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage, sondern verringert diese lediglich. Das oben dargestellte Risiko, dass andernfalls stromintensive Unternehmen ihre Produktion bzw. Tätigkeit verringern oder ins Ausland verlagern, würde auch ihren Beitrag zur Förderung erneuerbarer Energien minimieren bzw. verloren gehen lassen. Mit der Begrenzung der Umlagezahlungen wird also auch langfristig die Finanzierungsbasis für die Förderung der erneuerbaren Energien gesichert.

Für Schienenbahnen ist Zielsetzung der Besonderen Ausgleichsregelung wie auch bisher der Erhalt ihrer intermodalen Wettbewerbsfähigkeit.

Zu § 61 (Stromkostenintensive Unternehmen)

Vorbemerkung: Die Ausführungen in eckigen Klammern werden noch geprüft.

Zu Absatz 1

Unternehmen, die eine Begrenzung der Umlage erhalten wollen, müssen den Branchen, die in der Anlage 4 aufgelistet sind, angehören. Dies beruht auf den Vorgaben der Energie- und Umweltbeihilfeleitlinien der EU-Kommission. Sie identifizieren die Branchen, die in Anbetracht ihrer Stromkosten- und Handelsintensität bei voller Umlagepflicht einem Risiko für ihre internationale Wettbewerbssituation ausgesetzt wären. Darüber hinaus erkennen die Beihilfeleitlinien an, dass Branchen im Hinblick auf ihre Stromkostenintensität heterogen sein können. Sie ermöglichen es daher Mitgliedstaaten, beim Kriterium der Stromkostenintensität allein auf das einzelne Unternehmen statt auf die ganze Branche abzustellen, allerdings muss das Unternehmen dafür einer der Branchen in Liste 2 der Anlage 4 angehören, die ein Mindestmaß an Handelsintensität aufweisen. Zu den Anforderungen an die Stromkostenintensität des Unternehmens siehe im Einzelnen auch in der Begründung zu Nummer 1 Buchstabe b.

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

Nummer 1 Buchstabe a entspricht § 41 Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe a EEG 2012. Er stellt nur noch auf die selbst verbrauchte Strommenge ab, weil künftig nicht nur die von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen bezogenen, sondern auch die eigenerzeugten Strommengen für das Erreichen der 1 GWh maßgeblich sind. Mit der Einbeziehung der eigenerzeugten, selbstverbrauchten Strommengen in die Besondere Ausgleichsregelung wird die Wirtschaftlichkeit industrieller Eigenversorgungsanlagen wie Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Kuppelgas gewahrt. Zudem muss das Unternehmen auch gerade an der Abnahmestelle einer der Branchen in Anlage 4 angehören.

Nummer 1 Buchstabe b enthält die Anforderungen an die Stromkostenintensität des Unternehmens. Je nachdem, welcher Branchenliste ein Unternehmen angehört, wird ein anderes Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung gefordert. Die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien fordern eine Stromkostenintensität von mindestens 25 Prozent bei Unternehmen, die Branchen der Liste 2 in Anlage 4 angehören. Für Unternehmen, die Branchen der Liste 1 in Anlage 4 angehören, steht es den Mitgliedstaaten frei, weitere unternehmensbezogene Kriterien vorzusehen. Hier sieht Nummer 1 Buchstabe b Doppelbuchstabe aa ein Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung von mindestens [x] Prozent vor.

Stromkosten sind in diesem Zusammenhang sämtliche für den Strombezug des Unternehmens entrichtete Kosten einschließlich insbesondere der Stromlieferkosten (inklusive Börse und Stromhändler), der Netzentgelte, eventueller Systemdienstleistungskosten und der Steuern. Hierbei sind Stromsteuer- und Netzentgelterstattungen sowie die Umsatzsteuer abzuziehen.

[Mit Nummer 2 wird statt einer reinen Erfassung und Bewertung von Energieverbrauch und -einsparpotenzialen nunmehr ein vollwertiges Energiemanagementsystem nach DIN EN ISO 50001 Ausgabe Dezember 2011 verlangt, das insbesondere einen kontinuierlichen Verbesserungsprozess erfordert. Diese Anforderung gilt – anders als das bisherige Zertifizierungserfordernis – für alle Unternehmen. Eine Übergangsregelung ist in § 99 Absatz 3 vorgesehen.]

[Bei der Berechnung der Bruttowertschöpfung im Rahmen von Nummer 1 Buchstabe b werden Personalaufwendungen für Leiharbeitnehmer wie Personalkosten behandelt, sie werden also zur Ermittlung der Bruttowertschöpfung nicht abgezogen. Dasselbe gilt für Schein-Werkverträge. In der Vergangenheit bestand für Unternehmen die Möglichkeit, durch Anpassung ihrer Personalstruktur (Ersatz von dauerhaften Beschäftigungsverhältnissen durch Leiharbeitnehmer und durch Schein-Werkverträge) ihre Bruttowertschöpfung zu verkleinern. Diese Möglichkeit wird mit der Änderung ausgeschlossen. Gewöhnliche Werkverträge mit Dritten sind jedoch nicht betroffen.]

Zu Absatz 2

Absatz 2 entspricht im Wesentlichen § 41 Absatz 2 EEG 2012 und verpflichtet die betroffenen Unternehmen, durch Vorlage der genannten Unterlagen den Nachweis zu erbringen, dass die Voraussetzungen von Absatz 1 Nummern 1 und 2 vorliegen.

Neu aufgenommen ist in Nummer 1 die Angabe der eigenerzeugten, selbstverbrauchten Strommengen, da diese künftig für Absatz 1 eine Rolle spielen und daher ebenfalls nachgewiesen müssen. Die Angaben müssen auch die Leistung der Eigenversorgungsanlage, die Art und Menge der eingesetzten Energieträger und die eigenerzeugten, an Dritte weitergeleiteten Strommengen enthalten.

Die Wirtschaftsprüferbescheinigung nach Nummer 1 muss mindestens folgende Bestandteile enthalten: Ausführungen zum Betriebszweck und der Betriebstätigkeit des Unternehmens, die Angaben zu den Fremdbezugs- und Eigenerzeugungsstrommengen, sämtliche Bestandteile der vom Unternehmen getragenen Stromkosten sowie die Bestandteile der Bruttowertschöpfung. Die Wirtschaftsprüferbescheinigung muss darlegen, dass die darin enthaltenen Daten mit hinreichender Sicherheit frei von wesentlichen Falschangaben und Abweichungen sind. Dabei ist eine Wesentlichkeitsschwelle von 5 Prozent ausreichend. Sofern vom Unter-

nehmen eine geringere Wesentlichkeitsgrenze geltend gemacht wird, trägt dieses vollumfänglich die Beweislast und hat den höheren Verwaltungsaufwand des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle zu begleichen.

In Nummer 2 ist die Gültigkeit der Zertifizierung aufgenommen. Die Zertifizierung muss zwar nicht in dem letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr vollständig erfolgt sein, sie kann also auch noch im Antragsjahr bis zum Ablauf der Ausschlussfrist mit Ausstellung der Zertifizierungsurkunde abgeschlossen werden. Sie muss aber gültig sein für das letzte abgeschlossene Geschäftsjahr und darf nicht veraltet sein. Gültige Zertifizierungen sind demnach ein DIN EN ISO 50001-Zertifikat, dass zum Zeitpunkt der Antragstellung vor weniger als zwölf Monaten ausgestellt wurde, sowie ein vor mehr als zwölf Monaten vor der Antragstellung ausgestellt DIN EN ISO 50001-Zertifikat, wenn es zusammen vorgelegt wird mit entweder einer zum Zeitpunkt der Antragstellung vor weniger als zwölf Monaten ausgestellten Überprüfungsbescheinigung, die belegt, dass das Energiemanagementsystem betrieben wurde, oder einem zum Zeitpunkt der Antragstellung vor weniger als zwölf Monaten ausgestellten Berichts zum Überwachungsaudit, der belegt, dass das Energiemanagementsystem betrieben wurde.

Zu Absatz 3

Absatz 3 ist inhaltlich identisch mit § 41 Absatz 2a EEG2012.

Zu Absatz 4

Absatz 4 regelt die konkrete Höhe der Begrenzung der EEG-Umlage unter Berücksichtigung der Vorgaben der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission. Demnach muss der Mindestbeitrag begünstigter Unternehmen grundsätzlich 20 Prozent der vollen EEG-Umlage betragen. Dies kann jedoch durch die Mitgliedstaaten gedeckelt werden, um die Belastung besonders betroffener Unternehmen in Maßen zu halten, wenn die Mindestbelastung einen gewissen Anteil der Bruttowertschöpfung des Unternehmens im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr [oder einen festen Höchstbetrag pro Kilowattstunde] erreicht. Die Höhe des Deckels richtet sich nach der Stromkostenintensität des Unternehmens. Liegt sie über 20 Prozent, beträgt der Deckel [x] Prozent der Bruttowertschöpfung des Unternehmens [oder [x] Cent pro Kilowattstunde]. Liegt sie darunter, beträgt der Deckel [x] Prozent der Bruttowertschöpfung [oder [x] Cent pro Kilowattstunde]. Für die Berechnung, ob der fragliche Anteil der Bruttowertschöpfung erreicht ist, wird die begrenzte Umlage, die an allen begünstigten Abnahmestellen eines Unternehmens insgesamt zu zahlen ist, zusammengerechnet. Nicht begünstigte Abnahmestellen eines Unternehmens bleiben bei der Betrachtung außen vor, für sie ist die volle Umlage ohne Deckel zu zahlen.

[Ob der Deckel als Anteil der Bruttowertschöpfung oder als Höchstbetrag pro Kilowattstunde anzusetzen ist, richtet sich danach, was für das Unternehmen die weitergehende Begrenzung bedeutet. Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle nimmt hier eine Günstigerprüfung vor.]

In Fällen, in denen das letzte abgeschlossene Geschäftsjahr kürzer gewählt ist als 12 Monate, ist zur Bestimmung der Höhe des Deckels als Anteil der Bruttowertschöpfung das letzte abgeschlossene Geschäftsjahr um weitere vor diesem liegende Kalendermonate zu ergänzen, so dass sich ein fiktives Geschäftsjahr von einem Jahr ergibt. Der Deckel beträgt dann [x] Prozent der Bruttowertschöpfung dieses fiktiven Geschäftsjahres.

Zu Absatz 5

Satz 1 entspricht § 41 Absatz 4 EEG 2012, wobei die Eigenversorgungsanlagen nun ausdrücklich genannt werden, da die eigenerzeugten, selbstverbrauchten Strommengen künftig in die Besondere Ausgleichsregelung einbezogen werden. Sie sind als Teil der Abnahmestelle, mit der sie sich auf demselben, in sich abgeschlossenen Betriebsgelände befinden, zu betrachten. In ihnen erzeugte, selbst verbrauchte Strommengen gelten als der Abnahmestelle zugehörig. Im Übrigen gelten der bisherige Begriff der Abnahmestelle sowie die Begründung des EEG 2012 hierzu unverändert fort.

Nach Satz 2 müssen Abnahmestellen außerdem über eigene Stromzähler an allen Entnahmepunkten und Eigenversorgungsanlagen verfügen.

Zu Absatz 6

Absatz 6 entspricht dem § 43 Absatz 1 Satz 4. Er legt fest, dass für die Berechnung des Verhältnisses der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung vorangegangene Begrenzungsentscheidungen außer Betracht bleiben.

[Zu Absatz 7

Absatz 7 präzisiert die Regelung zum selbständigen Unternehmensteil des § 41 Absatz 5 EEG 2012. Die Anwendung und Auslegung des Begriffs war in der Vergangenheit mit Unsicherheiten behaftet, die beseitigt werden sollen. So wird klargestellt, dass ein Unternehmensteil seine Erlöse überwiegend mit externen Dritten erzielen muss, um selbständig zu sein; dies entspricht der bisherigen Praxis des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Zudem muss er, damit auch hier die Begünstigung abnahmestellenbezogen erfolgen kann, über eine eigene Abnahmestelle verfügen. Im Übrigen gilt der bisherige Begriff des selbständigen Unternehmensteils sowie die Begründung des EEG 2012 hierzu unverändert fort. Die Wirtschaftsprüferbescheinigung nach Absatz 2 Satz 1 muss die Merkmale eines selbständigen Unternehmensteils prüfen und bestätigen.]

Zu § 62 (Schienenbahnen)

Mit der Änderung der Bestimmung werden bereits Schienenbahnunternehmen ab einem Stromverbrauch von 3 GWh im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr antragsberechtigt. Für die Feststellung, ob die 3 GWh erreicht sind, bleibt die sogenannte rückgespeiste Energie – also vom Schienenfahrzeug insbesondere beim Bremsvorgang freigesetzte Energie, die wieder in das Bahnstromnetz eingespeist wird – außen vor. Damit wird die bisherige Verwaltungspraxis, rückgespeiste Energie nicht zu berücksichtigen, ins Gesetz übernommen.

Mit der Absenkung der Eintrittsschwelle auf 3 GWh wird eine Gleichbehandlung von kleinen und großen Schienenbahnunternehmen erreicht. Dies bedeutet aber auch eine Ausweitung der Antragsberechtigten. Damit diese Ausweitung nicht zu Lasten der übrigen Stromverbraucher geht, regelt die Änderung zugleich, dass für Strom, der von Schienenbahnen bezogen wird, ein höherer Anteil der EEG-Umlage zu zahlen ist als bislang. Bisher mussten für 10 Prozent des Stroms die volle Umlage getragen werden, und für den übrigen Strom wurde die EEG-Umlage auf 0,05 Cent/kWh begrenzt; dies ergab insgesamt bei einer Mischkalkulation eine Belastung von knapp 11 Prozent der EEG-Umlage. Der Beitrag der Schienenbahnen wird nun maßvoll erhöht. Die Begrenzung greift erst bei der über 3 GWh hinausgehenden Strommenge. Für die ersten 3 GWh zahlen auch begünstigte Schienenbahnen die volle Umlage. Auch hierbei bleibt entsprechend der heutigen Verwaltungspraxis die rückgespeiste Energie, da für sie keine EEG-Umlage gezahlt wird, nunmehr ausdrücklich außen vor. Wie schon bisher bezieht sich die Begrenzung nur auf unmittelbar für den Fahrbetrieb im Schienenbahnverkehr verbrauchten Strom. Als unmittelbar für den Fahrbetrieb verbraucht ist weiterhin der Strom erfasst, der zum Antrieb der Schienenfahrzeuge und zum Betrieb ihrer sonstigen elektrischen Anlagen (z.B. Zugbeleuchtung, Klimatisierung oder Bordküchen), für die Zugbildung und die Zugvorbereitung sowie für die Bereitstellung und Sicherung der Fahrtrasse (z.B. Stellwerke oder Signalanlagen) benötigt wird. Nicht erfasst sind dagegen die Strommengen in Werkstätten, Verwaltungs- und Bürogebäuden der Schienenbahnunternehmen, Zugreinigungsanlagen, der Betrieb von Bahnhöfen (z.B. Kunden- und Serviceeinrichtungen, Fahrscheinautomaten, Geschäfte) und deren Zugangsbereiche. Dies gewährleistet Wettbewerbsneutralität zwischen Schienenbahnunternehmen, die neben der Fahrdienstleistung weitere Dienstleistungen anbieten, und „reinen“ Dienstleistungsunternehmen, die die Besondere Ausgleichsregelung nicht in Anspruch nehmen können. Zudem wird die Besondere Ausgleichsregelung auf die Bereiche von Schienenbahnverkehrsunternehmen konzentriert, die sich im Wettbewerb mit anderen Verkehrsträgern (z.B. Flugzeug oder Schiff) befinden.

Unbeachtlich ist, dass auch Schienenbahninfrastrukturunternehmen Strom unmittelbar für den Fahrbetrieb im oben genannten Sinne verbrauchen können. Sie sind nach der Definition von Schienenbahnen im § 5 Nummer 28 EEG 2014 von vorneherein nicht antragsberechtigt für die Besondere Ausgleichsregelung.

Zu § 63 (Antragsfrist und Entscheidungswirkung)

Zu Absatz 1

Satz 1 legt fest, dass nur die Wirtschaftsprüferbescheinigung und die Bescheinigung der Zertifizierungsstelle innerhalb der materiellen Ausschlussfrist mit dem Antrag eingereicht werden müssen. Weitere Unterlagen müssen dem Antrag nach Satz 3 weiterhin beigefügt werden, ihr Fehlen bei der Einreichung führt aber nicht mehr zu einem Versäumnis der Frist des Satzes 1. Sollten diese Unterlagen nach wiederholter Aufforderung dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle nicht innerhalb einer angemessenen Frist vorgelegt werden, so ist der Antrag wegen mangelnder Mitwirkung und fehlender Möglichkeit der Voraussetzungsprüfung dennoch abzulehnen.

Satz 2 berücksichtigt die besonderen Umstände des Antragsverfahrens im Jahr 2014 und verlängert einmalig die materielle Ausschlussfrist abweichend vom sonst üblichen Zeitpunkt bis zum 30. September 2014. Hierbei gelten ausschließlich die Voraussetzungen der neu gefassten §§ 61 und 62 EEG 2014; nur Antragsteller, die sie erfüllen, erhalten eine Begrenzung für das Jahr 2015. Im Übrigen bleibt es bei der bisherigen Ausschlussfrist zum 30. Juni des jeweiligen Jahres für die Antragsstellung auf Begrenzung für das Folgejahr.

Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle ist im Rahmen des Untersuchungsgrundsatzes nach § 24 VwVfG berechtigt, jederzeit weitere Unterlagen als die in Satz 3 genannten anzufordern. Es kann die Entscheidung von der Vorlage dieser Unterlagen abhängig machen. In der Praxis hat sich gezeigt, dass bei den Stromrechnungen und Stromlieferungsverträgen die Vollständigkeit bei der Antragseinreichung durch die Unternehmen trotz entsprechender Vorkehrungen nicht immer gewährleistet ist. Aus diesem Grund sind Stromrechnungen und Stromlieferungsverträge nicht mehr zwingend innerhalb der Ausschlussfrist vorzulegen. Sie sollten dennoch weiterhin mit der Antragstellung durch das Unternehmen eingereicht werden, da diese für die Prüfung der Anspruchsberechtigung durch das Bundesamt von besonderer Bedeutung sind. Wird ein Antrag vor Fristablauf ohne Wirtschaftsprüferbescheinigung oder Bescheinigung der Zertifizierungsstelle übermittelt, ist die Frist des Satz 1 dagegen nicht gewahrt und der Antrag abzulehnen.

Nach Satz 4 sind die Antragssteller ab dem Antragsjahr 2015 zur elektronischen Antragsstellung verpflichtet. Dem Antrag sind erfahrungsgemäß sehr umfangreiche Unterlagen beizufügen. Diese müssen durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle im weiteren Verfahren elektronisch weiterbearbeitet werden, was erheblich vereinfacht wird, wenn der Antragssteller sie direkt elektronisch übermittelt. Eine Übertragung von in Papierform eingereichten Anträgen in das elektronische Antragsbearbeitungssystem des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle erfordert einen hohen Aufwand. Sollten sich technische Schwierigkeiten mit dem elektronischen Antragsverfahren oder ähnliches zeigen, so dass kurzfristig auch eine anderweitige Antragsstellung ermöglicht werden muss, wird durch Satz 5 das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle ermächtigt, die Ausnahmen durch Bekanntmachung im Bundesanzeiger festzulegen.

Zu Absatz 2

Der Absatz entspricht § 43 Absatz 2 EEG 2012, mit einer redaktionellen Anpassung des Begriffs „Schienenbahnen“, die nach der in § 5 Nummer 33 eingefügten Definition bereits Unternehmen sind, so dass der Begriff „Schienenbahnunternehmen“ überflüssig ist, und der Klarstellung, dass es sich um neu gegründete Schienenbahnen handeln muss.

Zu Absatz 3

Absatz 3 Satz 1 bis 3 entspricht § 43 Absatz 1 Satz 2 und 3 EEG 2012 (mit einer redaktionellen Anpassung der Geltungsdauer in Satz 2). Durch die oben genannte ausnahmsweise verlängerte Antragsfrist das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle die Begrenzungsbescheide für das Begrenzungsjahr 2015 voraussichtlich erst Anfang des Jahres 2015 versenden können. Die Begrenzungsbescheide für 2015 gelten nach Absatz 2 ab 1. Januar 2015, auch wenn sie erst nach diesem Zeitpunkt versandt worden sind.

Zu Absatz 4

Satz 1 ist identisch mit § 41 Absatz 3 EEG 2012. Satz 2 legt fest, dass ein begünstigtes Unternehmen entweder seinen Übertragungsnetzbetreiber oder sein Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowie jeweils das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle informieren muss, wenn während der Geltungsdauer der Begrenzung im Bezugszeitraum entweder der an der Abnahmestelle regelverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber wechselt oder das Unternehmen sich dort von einem anderen oder weiteren Elektrizitätsversorgungsunternehmen beliefern lässt als bei Antragsstellung. Damit soll sichergestellt werden, dass alle von der Begrenzungsentscheidung Betroffenen auch nach Erlass des Bescheides wissen, wer die sonstigen Beteiligten jeweils sind. Zudem wird so dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle ermöglicht, die Begrenzungsentscheidung den neuen Beteiligten bekanntzugeben, so dass sie auch ihnen gegenüber wirksam wird.

Zu § 64 (Rücknahme der Entscheidung, Auskunft, Betretungsrecht)

Absatz 1 führt eine gebundene Entscheidung des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle über die Rücknahme des Begrenzungsbescheides ein, wenn sich nachträglich herausstellt, dass bei seiner Erteilung die Voraussetzungen für die Begrenzung nicht gegeben waren. Er geht als spezialgesetzliche Regelung der Rücknahme der allgemeinen Vorschrift des § 48 VwVfG vor. Insbesondere spielen die in § 48 Absatz 2 und 3 VwVfG zum Ausdruck kommenden Vertrauensschutzgesichtspunkte bei der Rücknahme keine Rolle, da durch die Gebundenheit der Entscheidung keine Abwägung mit dem Interesse des Begünstigten am Fortbestehen der Begrenzungsentscheidung erfolgt. Jede Begrenzungsentscheidung belastet zugleich die übrigen nicht begünstigten Stromverbraucher. Ihr Interesse, nur die Mehrbelastung durch rechtmäßige Begrenzungsentscheidungen tragen zu müssen, überwiegt das Vertrauen des begünstigten Unternehmens in einen rechtswidrigen Begünstigungsbescheid in jedem Fall. Die übrigen allgemeinen Regelungen des § 48 VwVfG, etwa die Frist des § 48 Absatz 4 VwVfG, bleiben ergänzend anwendbar, soweit hierüber das vorliegende Gesetz keine abschließende Regelung trifft.

Absatz 2 sieht in Satz 1 eine Auskunftserlangungs-, Einsichtnahme-, Prüfungs- und Betretungsbefugnis der Bediensteten des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle zur Überprüfung des Vorliegens der Voraussetzungen des Antrags nach § 60 vor. Sie steht den Bediensteten und Beauftragten der zuständigen Behörde auch gegen den Willen der Eigentümer oder Betriebsinhaber der betreffenden Grundstücke, Betriebs- und Geschäftsräume zu. Nach Satz 2 sind die Betreffenden verpflichtet, Auskünfte zu erteilen und Einsicht in Unterlagen zu gewähren. Jedoch sind nach Satz 3 sind die Betreffenden zur Auskunft nur verpflichtet, soweit sie sich hierdurch nicht selbst belasten.

Eine Prüfung des Vorliegens der gesetzlichen Voraussetzungen nur aufgrund der mit der Antragsstellung eingereichten Unterlagen ist für das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle nicht immer ausreichend. Für viele der Voraussetzungen spielen auch die tatsächlichen Verhältnisse vor Ort eine Rolle, etwa die genauen Einrichtungen und Stromzähler, die zu einer Abnahmestelle gehören, oder die Abgrenzung eines selbständigen Unternehmensteils vom sonstigen Unternehmen. Diese können nur über eine Nachschau vor Ort überprüft werden. Das Interesse der Gesamtheit der Stromverbraucher an rechtmäßigen Begrenzungsentscheidungen überwiegt dabei regelmäßig Grundrecht der Begünstigten aus Artikel 13 GG.

Zu § 65 (Mitwirkungs- und Auskunftspflicht)

Der neue § 65 erweitert gegenüber § 44 EEG 2012 die Auskunftspflicht der derjenigen, die eine Begrenzung erhalten wollen oder erhalten haben, auf für die Fortentwicklung der Besonderen Ausgleichsregelung erforderliche Tatsachen. In der Vergangenheit hat sich häufig gezeigt, dass die Informations- und Datengrundlage für die vollumfängliche Evaluierung der Besonderen Ausgleichsregelung nicht ausreicht. Die Mitwirkung derer, die von der Besonderen Ausgleichsregelung profitieren, an ihrer Bewertung und Weiterentwicklung festzulegen, ist angemessen. In der Regel verfügen auch nur sie über die entsprechenden Daten und Informationen.

Zu § 66 (Grundsatz)

Die neben der Umnummerierung erfolgende Einschränkung der Datenübermittlungspflicht ist gegenüber dem bisherigen § 45 EEG 2012 eine redaktionelle Folgeänderung zur Streichung des Grünstromprivilegs.

Vorbemerkung zu den §§ 67 bis 69

Die Transparenzvorschriften werden insbesondere infolge der Einrichtung eines Anlagenregisters angepasst.

Zu § 67 (Anlagenbetreiber)

§ 67 ersetzt den bisherigen § 46 EEG 2012. Der Standort und die installierte Leistung von Anlagen sollen zukünftig neben anderen Stammdaten über das Anlagenregister nach § 6 EEG 2014 erfasst werden. Um doppelte Meldepflichten für Anlagenbetreiber zu vermeiden, wird die entsprechende Meldepflicht in dem bisherigen § 46 Nummer 1 EEG 2012 gestrichen, und an ihre Stelle wird die bislang in § 46 Nummer 3 EEG 2012 geregelte Pflicht gesetzt. Es bleibt der Praxis des jeweiligen Netzbetreibers überlassen, ob er Standort und installierte Leistung der Anlage künftig direkt vom Anlagenregister beziehen oder weiterhin von dem Anlagenbetreiber erheben will; dieser zweite Weg ist regelmäßig mit keinem neuen Erfüllungsaufwand für die Beteiligten verbunden, weil diese Daten ohnehin mit der Endabrechnung des Vorjahres übermittelt werden müssen. Die nunmehr in Nummer 1 geregelte Meldepflicht wird gegenüber der Vorgängerregelung in § 46 Nummer 3 EEG 2012 dahingehend klargestellt, dass die Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber sämtliche für die Abrechnung er-

forderlichen Angaben zur Verfügung stellen. Dies schließt insbesondere auch alle zur Ermittlung der Flexibilitätsprämie erforderlichen Angaben ein.

Die Nummer 2 bleibt gegenüber ihrer Fassung im EEG 2012 unverändert.

Zu § 68 (Netzbetreiber)

Absatz 1 Nummer 1 entzerrt die bisherige Regelung des § 47 Absatz 1 Nr. 1 EEG 2012 durch die Unterteilung in die Buchstaben a bis d und stellt sicher, dass die Verteilnetzbetreiber den Übertragungsnetzbetreibern Daten übermitteln, die für die Durchführung des Belastungsausgleichs nach den §§ 55 ff. EEG 2014 erforderlich sind.

Durch die Änderung des Buchstaben a sind Netzbetreiber verpflichtet, sowohl die Daten über die Förderzahlungen nach dem EEG 2014 als auch hinsichtlich der Bestandsanlagen die Daten über Prämien- und Vergütungszahlungen nach den für die jeweilige Anlage maßgeblichen Fassungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu übermitteln. Dies beinhaltet für Neuanlagen z.B. die Daten über die Zahlung der Marktprämie nach § 32 EEG 2014, des Flexibilitätszuschlags für Biogasanlagen nach § 51 EEG 2014 und der Einspeisevergütungen nach § 35 und § 36 EEG 2014 sowie für Bestandsanlagen die Daten über die Zahlung der Marktprämie nach § 96 Absatz 1 Nummer 9 Buchstabe a EEG 2014, die Flexibilitätsprämie nach § 52 EEG 2014 oder nach § 97 Absatz 3 EEG 2014 in Verbindung mit § 33i EEG 2012 und über die Einspeisevergütungen und Prämien nach § 96 Absatz 1 Nummer 4 und 9 EEG 2014 in Verbindung mit den Fördervorschriften des für die jeweilige Anlage maßgeblichen EEG.

Buchstabe b stellt eine redaktionelle Anpassung an die geänderte Förderstruktur des EEG 2014 dar und berücksichtigt mit dem Verweis auf § 21 EEG 2014 den neuen Regelungsort zu Meldungen für den Wechsel zwischen den beiden Direktvermarktungsformen. Soweit hier die Netzbetreiber zu einer unverzüglichen Weiterleitung der Wechselmitteilungen an die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet werden, bedeutet „unverzüglich“ in der Regel spätestens bis zum 15. Kalendertag eines Monats, damit die Übertragungsnetzbetreiber ausreichend Zeit haben, den Wechsel bei der Vermarktung – auch bei der Führung des EEG-Bilanzkreises – bis zum nächsten Monatsersten umzusetzen.

Buchstabe c legt zusätzlich zu den Angaben nach Buchstabe b für Wechsel in die und aus der Einspeisevergütung nach § 36 EEG 2014 detailliertere Meldepflichten fest, damit zeitnah Informationen über Umfang und Dauer der Inanspruchnahme der Einspeisevergütung in Ausnahmefällen zur Verfügung stehen. Die Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber, diese Da-

ten zu veröffentlichen, ergibt sich aus § 73 Absatz 2 EEG 2014 in Verbindung mit der Ausgleichsmechanismusverordnung.

Buchstabe d entspricht mit redaktionellen Änderungen dem bisherigen § 47 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2012 vorletzter Halbsatz.

Buchstabe e entspricht dem bisherigen § 47 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2012 letzter Halbsatz.

Absatz 1 Nummer 2 bleibt gegenüber der Fassung des § 47 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2012 unverändert.

Die Änderung des Absatzes 2 ist eine sprachliche Anpassung an den geänderten Absatz 1, nach dem die Netzbetreiber nicht nur Daten zu Einspeisevergütungszahlungen, sondern allgemein zu Förderzahlungen im Sinne des § 19 EEG 2014 zu übermitteln haben.

Zu § 69 (Übertragungsnetzbetreiber)

Die Änderungen der Bestimmung sind im Wesentlichen redaktionelle Folgeänderungen.

Durch die Einfügung der Wörter „unbeschadet des § 52 Absatz 3“ in Absatz 1 wird klargestellt, dass auch für die Übertragungsnetzbetreiber keine Verpflichtung besteht, Daten zu veröffentlichen, die bereits nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 90 EEG 2014 im Anlagenregister nach § 6 EEG 2014 veröffentlicht werden.

Absatz 2 ist gegenüber dem EEG 2012 unverändert.

In Absatz 3 entfällt der Verweis auf § 7 der Ausgleichsmechanismusverordnung. Die Pflicht besteht unverändert fort, ist aber ausschließlich in der Ausgleichsmechanismusverordnung geregelt; daher wird die entsprechende Veröffentlichungspflicht der Übertragungsnetzbetreiber im EEG gestrichen. Ungeachtet dessen müssen die Übertragungsnetzbetreiber jedoch weiterhin den Jahresmarktwert der solaren Strahlungsenergie („ $MW_{Solar(a)}$ “) veröffentlichen: Dieser Wert wird zwar für neue Photovoltaikanlagen nicht mehr benötigt, findet jedoch noch Anwendung bei Photovoltaikanlagen, die zwischen dem 1. April 2012 und dem 31. Juli 2014 in Betrieb genommen worden sind und daher vom Anwendungsbereich des Marktintegrationsmodells erfasst werden.

Der neue Absatz 4 ist eine Folgeänderung des mit § 57 Absatz 3 EEG 2014 neu eingeführten Rechts des Übertragungsnetzbetreibers, säumigen EEG-Umlage-Schuldnern die Bilanzkreise zu kündigen. Dieses Recht kann dazu führen, dass Kunden ihre Lieferanten verlieren. Auch wenn diese im Notfall von der Ersatz- oder Grundversorgung nach den § 36 ff. EnWG aufgefangen werden können, ist es sinnvoll, sie zu informieren, damit sie als Partner des zi-

vilrechtlichen Lieferverhältnisses mit diesem Lieferanten, aus dem sich wechselseitige Rechte und Pflichten ergeben, möglichst frühzeitig Kenntnis von dem Ausfall ihres bisherigen Lieferanten erlangen und z.B. den Anbieter wechseln können. Zu entsprechenden Mitteilungen ist der Netzbetreiber nach § 3 Absatz 2 Satz 2 Niederspannungsanschlussverordnung im Grundsatz verpflichtet. Um solche Mitteilungen auch in den Fällen des neuen § 57 Absatz 3 EEG 2014 zu ermöglichen, ist eine entsprechende Information des örtlichen Verteilernetzbetreibers durch den Übertragungsnetzbetreiber erforderlich.

Zu § 70 (Elektrizitätsversorgungsunternehmen)

Die Ergänzung stellt sicher, dass der Übertragungsnetzbetreiber die vom jeweiligen Lieferanten gemeldeten Mengen mit den im Bilanzkreis zu bilanzierenden Mengen in Deckung bringen kann und es insbesondere im Fall der neu eingefügten Vermutungsregelung nach § 57 Absatz 2 Satz 2 EEG 2014 nicht zu Doppelerfassungen kommt.

Der angefügte Satz 3 weitet die Meldepflicht auf die den Elektrizitätsversorgungsunternehmen gleichgestellten Eigenversorger aus. Die Meldepflicht gilt nur für die Strommengen, die nach § 58 EEG 2014 umlagepflichtig sind. Selbstverbrauchte Strommengen von weniger als 10 MWh aus Eigenerzeugungsanlagen, deren installierte Leistung 10 kW nicht überschreitet, unterfallen der Meldepflicht nicht. Damit soll der Verwaltungsaufwand für Eigenerzeuger, die nur kleine Anlagen betreiben und damit verhältnismäßig geringe Mengen selbst verbrauchen, vermieden werden.

Zu § 71 (Testierung)

§ 71 entspricht § 50 EEG 2012. Der vorangestellte Satz 1 macht die Testierung verpflichtend. Der Vollzugsaufwand wird dadurch nicht erhöht, da es ohnehin der allgemeinen Praxis entsprach, dass die Übertragungsnetzbetreiber von den Verteilernetzbetreiber die Bescheinigung eines Wirtschaftsprüfers oder einer vergleichbaren Stelle gefordert haben. In Satz 2 wurden nur redaktionelle Folgeänderungen in Folge der Änderungen des bisherigen § 57 EEG 2012 (jetzt § 77 EEG 2014) vorgenommen. Außerdem werden die Entscheidungen der Bundesnetzagentur als zu berücksichtigendes Recht ausdrücklich aufgenommen.

Zu § 72 (Information der Bundesnetzagentur)

Gegenüber § 51 EEG 2012 werden in Absatz 2 Satz 2, der dem bisherigen § 51 Absatz 3 Satz 2 EEG 2012 Änderungen vorgenommen, die einerseits dem veränderten Res-

sortzuschnitt Rechnung tragen und andererseits auf die neuen Berichtspflichten Bezug nehmen.

Zu § 73 (Information der Öffentlichkeit)

Gegenüber § 52 EEG 2012 ist die Bestimmung durch eine Ergänzung in Absatz 2 sowie durch einen neuen Absatz 4 verändert worden:

In Absatz 2, der dem bisherigen § 52 Absatz 1a entspricht, werden die neuen Angaben nach § 68 Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe c einbezogen. Dies ermöglicht in Verbindung mit dem insoweit ebenfalls ergänzten § 7 Absatz 1 Nummer 1 der Ausgleichsmechanismusverordnung, dass mittels der Veröffentlichungspflichten der Übertragungsnetzbetreiber zeitnah Informationen über Umfang und Dauer der Inanspruchnahme der Einspeisevergütung nach § 36 EEG 2014 zur Verfügung stehen.

Nach der Rechtsverordnung auf Grund von § 90 EEG 2014 über das Anlagenregister nach § 6 EEG 2014 können bereits bestimmte Daten veröffentlicht werden. Der neu eingefügte Absatz 4 entlastet Netzbetreiber insoweit von ihren Veröffentlichungspflichten nach § 73 EEG 2014, als die entsprechenden Daten zukünftig ausschließlich durch das Anlagenregister bzw. im Anschluss an eine Übertragung nach § 6 Absatz 3 im Gesamtanlagenregister nach § 51 Absatz 3 EnWG veröffentlicht werden.

Zu Abschnitt 2 (EEG-Umlage und Stromkennzeichnung)

Die Abschnitte 2 und 3 des EEG 2012 werden in einem Abschnitt zusammengefasst, da § 53 EEG 2012 gestrichen wird.

Die Streichung des § 53 EEG 2012 dient der Rechtsklarheit. § 53 EEG 2012 wurde in der Praxis teilweise so verstanden, dass er das Recht beinhaltet, dass Elektrizitätsversorgungsunternehmen die EEG-Umlage ungeachtet ihrer Verträge mit ihren Kunden an die Kunden weitergeben dürfen. Dies ist nicht der Fall. Um dieses Missverständnis auszuräumen, wird die Vorschrift gestrichen. Die Weitergabe der EEG-Umlage ist eine Frage der Preisgestaltung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen. § 53 Absatz 1 EEG 2012 stellte nur klar, dass unabhängig von der tatsächlichen Weitergabe der EEG-Umlage eine Ausweisung auf der Rechnung zulässig ist. Dies ist nicht erforderlich, da eine Ausweisung der EEG-Umlage auch ohne gesetzliche Anordnung möglich ist, solange hiermit keine Täuschung oder Irreführung der Verbraucher erfolgt. Der Transparenz über die Kosten des EEG wird durch die Veröffentlichungspflichten der Übertragungsnetzbetreiber ohnehin Rechnung getragen.

Zu § 74 (Stromkennzeichnung entsprechend der EEG-Umlage)

Gegenüber § 54 EEG 2012 sind die Änderungen des § 74 EEG 2014 weitgehend redaktionell:

In Absatz 1 und 5 stellen die Änderungen gegenüber § 54 Absatz 1 und 5 EEG 2012 klar, dass die Ausweisung der sogenannten „Erneuerbaren-Eigenschaft“ durch die Elektrizitätsversorgungsunternehmen eine Gegenleistung für die Zahlung der EEG-Umlage ist. Der Wert dieser „Erneuerbaren-Eigenschaft“ des geförderten Stroms fließt ihnen so zu. Gleichzeitig entlasten die Übertragungsnetzbetreiber sie von der Vermarktungstätigkeit, die nach dem Verursacherprinzip ihnen zufallen müsste, im Gegenzug müssen sie diesen die Aufwendungen ersetzen.

Die weiteren Änderungen in den Absätzen 1 bis 5 sind redaktioneller Natur; im Übrigen entsprechen sie § 54 EEG 2012.

Neu eingefügt hingegen ist Absatz 6. Dieser neue Absatz ist eine Folge der Einbeziehung der Eigenversorgung in die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage. Er bewirkt, dass auch Strom der der Eigenversorgung dient teilweise als EEG-Strom gilt. So können sich Eigenversorger z.B. im Rahmen von Umweltmanagementsystemen einen Teil ihres Stroms als erneuerbar produziert ausweisen.

Zu § 75 (Herkunftsnachweise)

§ 75 EEG 2014 bleibt gegenüber § 55 EEG 2012 weitgehend unverändert. Allerdings erfolgt in Absatz 1 Satz 1 sowie Absatz 2 Satz 3 eine redaktionelle Anpassung an die geänderte Förderstruktur des EEG 2014, die klarstellt, dass Herkunftsnachweise nur für Strom ausgestellt werden, der auf sonstige Weise direkt vermarktet und somit nicht finanziell gefördert wird. Zudem wird in Absatz 1 Satz 2 sowie in Absatz 2 Satz 1 nunmehr direkt auf die Herkunftsnachweisverordnung Bezug genommen.

Zu § 76 (Doppelvermarktungsverbot)

§ 76 EEG 2014 bleibt gegenüber § 56 EEG 2012 weitgehend unverändert. Allerdings erfolgen in Absatz 1 Satz 2, Absatz 2 Satz 1 und Satz 2 sowie Absatz 3 redaktionelle Anpassungen an die geänderte Förderstruktur des EEG 2014. Die Verringerung der Förderung bei ei-

nem Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot wird nunmehr in § 24 Absatz 2 Satz Nummer 5 geregelt.

Zu Teil 6 (Rechtsschutz und behördliches Verfahren)

Teil 6 entspricht in seiner Struktur und seinem Inhalt weitgehend Teil 6 des EEG 2012. Änderungen ergeben sich hauptsächlich in § 77 (Clearingstelle) und § 81 (Bundesnetzagentur).

Zu § 77 (Clearingstelle)

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit hat die Clearingstelle EEG eingerichtet, die im Jahr 2007 ihren Betrieb aufgenommen hat. Die Clearingstelle hat sich als Schlichtungsstelle bewährt und etabliert. Ihre Entscheidungen (z.B. Hinweise und Empfehlungen) genießen hohe Akzeptanz. Die Clearingstelle trägt daher mit diesen Entscheidungen und mit ihrem breiten Informationsangebot (z.B. Internetpräsenz und Fachgespräche) maßgeblich dazu bei, dass Anwendungsfragen geklärt und Streitigkeiten verhindert oder jedenfalls gelöst werden. Die Clearingstelle wird daher aufgrund ihres Erfolges auch im neuen EEG weitergeführt. Ihre Zuständigkeit wird zudem auf Messfragen im Zusammenhang mit dem Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen erweitert.

§ 77 EEG 2014 wurde maßgeblich durch das EEG 2012 gestaltet. Die Regelung hat sich im Wesentlichen bewährt und bedarf nur Änderungen im Detail. Zum einen wird die Zuständigkeit für die Clearingstelle auf das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie übertragen. Zum anderen werden erste Maßnahmen ergriffen, um die Effizienz der Clearingstelle zu verbessern: Die Clearingstelle wird gegenwärtig durch eine externe Managementberatung evaluiert. Bereits jetzt zeichnet sich bei dieser Evaluierung die hohe Akzeptanz ab, zugleich aber als Kritikpunkt bei zahlreichen Verfahren auch eine lange Verfahrensdauer. Die Gründe für diese lange Verfahrensdauer werden derzeit analysiert. Durch die Verankerung eines Beschleunigungsgrundsatzes in § 77 Absatz 6 EEG 2014 in Anlehnung an den zivilprozessualen Beschleunigungsgrundsatz soll der gesetzgeberische Wunsch unterstrichen werden, dass die Verfahrensdauer bei der Clearingstelle verkürzt wird.

Sofern sich bei der laufenden Evaluierung weiterer Änderungsbedarf in § 77 EEG 2014 ergibt, wird die Bundesregierung im weiteren Verlauf des Gesetzgebungsverfahrens rechtzeitig geeignete Vorschläge unterbreiten.

Zu Absatz 1

In Absatz 1 wird die Zuständigkeit für die Clearingstelle vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit auf das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie übertragen. Dies zeichnet die Bündelung der energiepolitischen Kompetenzen im Bundeswirtschaftsministerium nach. Im Übrigen wird Absatz 1 nur sprachlich neugefasst.

Zu Absatz 2

Absatz 2 fasst die Zuständigkeiten der Clearingstelle übersichtlich zusammen. Inhaltlich wird die Zuständigkeit der Clearingstelle auf Messfragen im Zusammenhang mit dem Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen erweitert. Die Clearingstelle hat sich hierfür aufgrund ihres Fachwissens und der bereits zu diesem Thema durchgeführten Fachgespräche als der ideale Marktakteur erwiesen. Diese neue Aufgabe kann mit dem bisherigen Personalbestand erledigt werden.

Zu Absatz 3

Absatz 3 entspricht weitgehend § 57 Absatz 2 EEG 2012. Einleitend wird klargestellt, dass es vorrangige Aufgabe der Clearingstelle ist, dazu beizutragen, dass Streitigkeiten zum EEG vermieden werden. Dies erfolgt bereits bisher z.B. durch die Durchführung von Fachgesprächen oder durch die Hinweis- und Empfehlungsverfahren. In zweiter Linie ist es Aufgabe der Clearingstelle, entstandene Streitigkeiten beizulegen. Hierzu dienten bisher insbesondere die Einigungs-, Schieds- und Votumsverfahren. Die übrigen Änderungen sind überwiegend redaktioneller Natur.

Zu Absatz 4

In Absatz 4, der auf § 57 Absatz 3 EEG 2012 zurückgeht, wird die Übersicht der parteienbezogenen Verfahrenstypen deutlich vereinfacht. Die gewählte Formulierung belässt dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und der Betreiberin der Clearingstelle mehr Flexibilität, die bisherigen Verfahrensarten weiterzuentwickeln. Zu diesem Zweck werden zunächst die Ergebnisse der oben erwähnten externen Evaluation abgewartet. Anschließend können durch eine Novelle der Verfahrensordnung der Clearingstelle erforderliche Änderungen bei den Verfahrensarten vorgenommen werden. Dies kann, nach dem neuen Wortlaut des Absatz 4, zur Streichung bisher angebotener Verfahrensarten oder zum Angebot neuer Verfahrensarten führen.

Zum anderen wird in Absatz 4 die Möglichkeit geschaffen, dass auch Direktvermarktungsunternehmer Verfahrensparteien bei der Clearingstelle sein können. Dies unterstreicht die besondere Bedeutung, die die Direktvermarktungsunternehmer im neuen System des EEG haben.

Zu Absatz 5

Absatz 5 entspricht § 57 Absatz 4 EEG 2012 mit redaktionellen Folgeänderungen.

Zu Absatz 6

Absatz 6 entspricht im Wesentlichen § 57 Absatz 5 EEG 2012. Neu aufgenommen wird Satz 2 mit einem Beschleunigungsgrundsatz; hierzu wird auf die Vorbemerkung verwiesen.

Zu Absatz 7

Absatz 7 entspricht im Wesentlichen § 57 Absatz 6 Satz 1 EEG 2012. Der bisherige Satz 2 wird gestrichen: Hierdurch wird das Berichtswesen im Interesse des Bürokratieabbaus verringert, und die von der Clearingstelle zu erstellenden Berichte werden auf den Tätigkeitsbericht nach § 57 Absatz 7 Satz 1 EEG 2014 begrenzt; weitere Berichte sind von ihr nicht mehr zu erstellen. Infolge dessen wird die Berichtspflicht der Clearingstelle nach § 69 BioSt-NachV aufgehoben.

Zu Absatz 8

Absatz 8 entspricht – mit redaktionellen Folgeänderungen – § 57 Absatz 7 EEG 2012.

Zu § 78 (Verbraucherschutz)

Die Bestimmung ist inhaltlich gegenüber § 58 EEG 2012 unverändert und vollzieht lediglich die infolge der Neunummerierung des EEG notwendigen Anpassungen der Verweise nach.

Zu § 79 (Einstweiliger Rechtsschutz)

Die Bestimmung ist inhaltlich gegenüber § 59 EEG 2012 unverändert und vollzieht lediglich die infolge der Neunummerierung des EEG notwendigen Anpassungen der Verweise nach.

Zu § 80 (Nutzung von Seewasserstraßen)

In § 80 EEG 2014 werden gegenüber § 60 EEG 2012 redaktionelle Folgeänderungen vorgenommen, die aufgrund der Umstellung der Fördervorschriften erforderlich sind.

Zu § 81 (Aufgaben der Bundesnetzagentur)

Gegenüber § 61 EEG 2012 sind die Festlegungskompetenzen in Absatz 2 im Hinblick auf die Ausschreibung der Förderung von Freiflächenanlagen und der Einführung des Anlagenregisters erweitert worden. Im Übrigen sind die Änderungen redaktioneller Natur.

Zu Absatz 1

Die Änderungen in Absatz 1 vollziehen den veränderten Zuschnitt der Ressorts nach. Darüber hinaus werden redaktionelle Folgeänderungen in Folge der Umstellung der Fördervorschriften vorgenommen. Die Pflicht, die Bundesregierung beim Erfahrungsbericht zu unterstützen, wurde aus systematischen Gründen in § 93 EEG 2014 (§ 65 EEG 2012) überführt.

Zu Absatz 2

Die Überwachungsrechte der Bundesnetzagentur nach Absatz 2, der § 61 Absatz 1a EEG 2012 entspricht, werden auf Elektrizitätsversorgungsunternehmen und alle Netzbetreiber erstreckt.

Zu Absatz 3

Die Änderungen gegenüber § 61 Absatz 1b EEG 2012 in Nummer 3 und 4 sind ebenfalls eine redaktionelle Folge der Umstellung der Fördervorschriften des EEG 2014.

Zu Absatz 4

Durch die Änderung in Absatz 4 werden grundsätzlich bei der Wahrnehmungen von Aufgaben durch die Bundesnetzagentur, die ihr nach diesem Gesetz oder der aufgrund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnungen übertragen worden sind, die Vorschriften des Teil 8 des Energiewirtschaftsgesetzes mit Ausnahme von § 69 Absatz 1 Satz 2, 10, der §§ 91, 92 und 95 bis 101 sowie des Abschnittes sechs angewendet. Dies bedeutet auch, dass der gerichtliche Rechtsweg gegen Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 75 EnWG nur durch eine Beschwerde beim nach § 75 EnWG zuständigen Oberlandesgericht möglich ist. Durch die Änderung der Regelung wird insbesondere klargestellt, dass bei Rechtsstreitigkeiten zum Verfahren beim Anlagenregister oder bei der Ausschreibung der Förderung von Strom aus Photovoltaikfreiflächenanlagen nach § 53 in Verbindung mit § 85 nur der Rechtsweg beim Oberlandesgericht eröffnet ist.

Zu § 82 (Bußgeldbestimmungen)

Die Änderungen gegenüber § 62 EEG 2012 sind zum einen redaktioneller Art, zum anderen wird für Verstöße gegen die Anlagenregisterverordnung der Bußgeldrahmen abgesenkt.

Zu Absatz 1

Absatz 1 Nummer 3 wird als Folge der Änderung der Verordnungsermächtigung für das Anlagenregister und im Übrigen als Folge der Umnummerierung redaktionell angepasst.

Zu Absatz 2

Durch Buchstabe b wird der geringere Bußgeldrahmen auch auf Verstöße gegen die Anlagenregisterverordnung erstreckt: Der Standardbußgeldrahmen von 200.000 Euro, der insbesondere auf Verstöße von Unternehmen und nicht von Privatpersonen ausgerichtet ist, ist nicht angemessen für den Unrechtsgehalt von Verstößen gegen die Anlagenregisterverordnung. Daher wird der abgesenkte Satz von höchstens 50.000 Euro, der bei Verstößen gegen die Herkunftsnachweisverordnung gilt, auch auf die Anlagenregisterverordnung erstreckt. Im Übrigen ist die konkrete Höhe des Bußgeldes nach den Bestimmungen des Ordnungswidrigkeitengesetzes zu bestimmen. So ist Grundlage für die Bestimmung des Bußgeldes die Bedeutung der Ordnungswidrigkeit und der Vorwurf, der den Täter trifft; auch die wirtschaftlichen Verhältnisse des Täters kommen in Betracht (§ 17 Absatz 3 OWiG). Darüber hinaus können fahrlässige Verstöße gegen das Anlagenregister höchstens mit der Hälfte des angeordneten Höchstbetrages der Geldbuße geahndet werden (§ 17 Absatz 2 OWiG). Bei geringfügigen Verstößen steht es darüber hinaus im Ermessen der Bundesnetzagentur, ganz auf die Verhängung eines Bußgeldes zu verzichten.

Zu Absatz 3

Die Änderungen gegenüber § 62 Absatz 3 EEG 2012 sind rein redaktioneller Natur.

Zu § 83 (Fachaufsicht)

Die Änderung gegenüber § 63 EEG 2012 vollzieht den geänderten Ressortzuschnitt nach.

Zu § 84 (Gebühren und Auslagen)

Zu Absatz 1

Gegenüber § 63a Absatz 1 EEG 2012 wird in Satz 1 und 3 auf Grund der Einführung des Anlagenregisters nach § 6 EEG 2014 in Verbindung mit § 90 EEG 2014 die Möglichkeit geschaffen, für die Nutzung des Anlagenregisters Gebühren zu erheben. Der neue Satz 2 stellt die fortwährende Anwendbarkeit des Verwaltungskostengesetzes sicher, das mit Inkrafttreten des Bundesgebührengesetzes (BGebG), vom 7. August 2013 (BGBl. I, S. 3154) außer Kraft getreten ist. Dies ist erforderlich, da das EEG und die auf Grundlage des EEG erlasse-

nen Gebührenverordnungen von den mit dem Erlass des BGebG vorgenommenen Änderungen nach Artikel 2 und 4 des Gesetzes zur Strukturreform des Gebührenrechts des Bundes vom 7. August 2013 (BGBl. I, S. 3154) ausgenommen sind. Es ist geplant, im Zuge einer der folgenden Novellierungen des EEG die notwendigen Änderungen zur Anpassung an das BGebG sowie eine bis dahin erlassene Allgemeine Gebührenverordnung nach § 22 Absatz 3 BGebG vorzunehmen. Damit soll die Umstellung parallel zu dem von Artikel 4 und 5 Absatz 3 der Strukturreform für den 14. August 2018 angeordneten Außerkrafttreten des fachbezogenen „alten“ Gebührenrechts erfolgen..

Satz 2 nimmt auf die Einführung des Anlagenregisters nach § 6 EEG 2014 in Verbindung mit § 90 EEG 2014 Bezug und ordnet auch für dessen Nutzung die entsprechende Anwendung der Vorschriften der Abschnitte 2 und 3 des Verwaltungskostengesetzes an.

Zu Absatz 2

Die Änderungen gegenüber § 63a Absatz 2 vollziehen den geänderten Ressortzuschnitt. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie wird ermächtigt, Gebührenverordnungen zu erlassen, bzw. diese an die zuständigen Behörden zu delegieren. Abweichend ist nur für den Zuständigkeitsbereich der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung vorgesehen, dass hier das Bundesministerium für Landwirtschaft und Ernährung im Einvernehmen mit dem Bundesministerium der Finanzen, dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie Gebührenverordnungen und dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit erlassen kann. Auch hier ist eine Subdelegation zulässig.

Zu Teil 7 (Verordnungsermächtigungen, Berichte, Übergangsbestimmungen)

Die Änderung der Überschrift des Teils 7 ist redaktionell und eine Folgeänderung der der neuen §§ 94 und 95 EEG 2014. Die Einfügung der Überschrift des Abschnitts 1 dient einer besseren Gliederung.

Zu Abschnitt 1 (Verordnungsermächtigungen)

Abschnitt 1 bündelt in der bisherigen Struktur die Verordnungsermächtigungen des EEG. Neu gegenüber den § 64 ff. EEG 2012 ist die Verordnungsermächtigung zur Ausschreibung von Freiflächenanlagen. Die Verordnungsermächtigung zu Förderbedingungen auf Konversionsflächen nach § 64g EEG 2012 kann ebenfalls entfallen, da die Förderung für Freiflächenanlagen nach § 53 künftig durch Ausschreibung ermittelt wird.

Zu § 85 (Verordnungsermächtigung zur Ausschreibung von Freiflächenanlagen)

Die Verordnungsermächtigung zur Ausschreibung von Freiflächenanlagen gemäß § 85 ist notwendig, da im Rahmen des Pilot-Ausschreibungsverfahrens ein hinreichendes Maß an Flexibilität gewährleistet sein muss. Die Einführung eines Ausschreibungssystems stellt einen grundsätzlichen Wechsel des Systems zur Ermittlung der Förderhöhe für Erneuerbare-Energien-Anlagen dar. Dieser Wechsel erfordert im Laufe des Prozesses die Konkretisierung einer Vielzahl von Gestaltungsparametern. Insbesondere in Anbetracht der begrenzten Erfahrungen mit Ausschreibungen zur Ermittlung der Förderhöhe im Bereich der erneuerbaren Energien ergeben sich erhebliche Anforderungen an die Gestaltungsmöglichkeiten bei der Vorbereitung und Umsetzung eines Ausschreibungsmodells.

Zudem kann kurzfristig Handlungsbedarf bestehen, wenn Fehlentwicklungen auftreten oder eine Optimierung des Ausschreibungsdesigns notwendig sein sollte. Durch die Delegation von Kompetenzen an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Rahmen der Verordnungsermächtigung und die darin vorgesehene Möglichkeit zur Delegation von Kompetenzen auf die Bundesnetzagentur (siehe § 81 Absatz 3 Nummer 5) ist das gebotene Maß an Flexibilität gewährleistet. Auf diese Weise kann z.B. unterjährig im Rahmen einer folgenden Ausschreibungsrunde auf Basis der gewonnenen Erfahrungen bereits das Ausschreibungsdesign so angepasst werden, dass die kosteneffiziente Erreichung der Ausbauziele im Bereich der erneuerbaren Energien ermöglicht wird.

Die notwendige Flexibilität zur Anpassung der einschlägigen Regelungen wäre hingegen im Rahmen eines Gesetzgebungsverfahrens nicht gewährleistet. Gleichwohl sind gemäß der sogenannten Wesentlichkeitstheorie, der zufolge die wesentlichen Entscheidungen vom parlamentarischen Gesetzgeber selbst zu treffen sind, die Leitlinien sowie wesentlichen Gestaltungselemente des Ausschreibungsverfahrens bereits im Gesetz verankert. Dementsprechend beschränkt sich der Spielraum der Exekutive lediglich auf die Details der Ausgestaltung eines Ausschreibungssystems. Ferner ist die parlamentarische Kontrolle der Ausschreibungsverfahren durch die Berichtspflicht gemäß § 95 sichergestellt.

Zu Absatz 1

Absatz 1 ermächtigt die Bundesregierung, durch Rechtsverordnung Regelungen zur näheren Ausgestaltung der Ausschreibungen für Strom aus Freiflächenanlagen zu treffen.

Nach Nummer 1 kann die Bundesregierung das Verfahren und den Inhalt der Ausschreibungen regeln. Dies beinhaltet unter anderem die Kompetenz zur Festlegung der jährlich insgesamt auszuschreibenden Menge an Erzeugungsleistung, der Aufteilung der jährlichen Ausschreibungsmenge in Teilmengen, die in verschiedenen Verfahren ausgeschrieben werden können, sowie der Bestimmung von Mindest- und Maximalgrößen von Teillosen. Hier könnte

z.B. zur Erhaltung der Akteursvielfalt ein Teilsegment des Marktes, z.B. Bürgersolarparks, separat als Teillos ausgeschrieben werden und die Ausschreibungsmenge für dieses Teillos bestimmt werden. Schließlich wird der Ordnungsgeber ermächtigt, Mindest- und Höchstbeträge für den anzulegenden Wert festzulegen, der im Rahmen der Ausschreibungen ermittelt wird. Die Festlegung von Mindestbeträgen könnte nach Einschätzung des Ordnungsgebers möglicherweise erforderlich werden, um einen ruinösen Wettbewerb zu verhindern, der zur Abgabe von zu niedrigen, unauskömmlichen Geboten und in der Folge zur Nichterrichtung der bezuschlagten Anlagen führen kann (Phänomen des sogenannten Underbidding). Höchstbeträge („ceiling prices“) könnten unter Umständen das Risiko begrenzen, dass die Ausschreibung im Fall einer zu geringen Wettbewerbsintensität bei der Vergabe zu unerwünscht hohen Förderhöhen führt. Daneben können Verfahrensfristen, die Anzahl der Ausschreibungsrunden, der Ablauf der Ausschreibungen, Formvorschriften und die notwendigen Unterlagen, die im Verfahren einzureichen sind, geregelt werden.

Darüber hinaus kann der Ordnungsgeber die Flächenkulisse für die förderfähigen Anlagen festlegen. Die bisherigen in § 32 Absatz 1 Nummer 2 und 3 EEG 2012 geregelten Flächenkategorien gelten im Rahmen des § 53 nicht. Die Bundesregierung wird aber ermächtigt, selbst Flächenkriterien zu bestimmen, auf denen Anlagen eine finanzielle Förderung erhalten sollen. So könnten Umwelt- und Naturschutzanforderungen oder sonstige Anforderungen an die Flächen festgelegt werden, auf denen die Anlagen errichtet werden sollen. Damit wird sichergestellt, dass bei den zu entwickelnden Ausschreibungen die vom europäischen und nationalen Vergaberecht eröffneten Spielräume zur Berücksichtigung ökologischer und regionaler Anforderungen genutzt werden, um die Naturverträglichkeit der Projekte bereits auf dieser Ebene einzufordern.

Nummer 2 ermächtigt den Ordnungsgeber z.B. festzulegen, dass im Interesse der Akteursvielfalt keine Förderberechtigungen für eine zu installierende Leistung von z.B. 10 MW ausgeschrieben werden dürfen. Des Weiteren kann der Ordnungsgeber abweichend von § 30 die fördertechnische Zusammenfassung von im räumlichen Zusammenhang errichteten Anlagen regeln sowie Anforderungen an den Planungsstand der Projekte stellen, also z.B. die Vorlage von Genehmigungen, bestimmter Gutachten oder Finanzierungszusagen fordern. Auch kann die Größe der förderfähigen Anlagen begrenzt werden und es können Anforderungen gestellt werden, die einer Netz- und Systemintegration der Anlagen dienen. Darüber hinaus eröffnet Absatz 1 Nummer 2 die Möglichkeit, dass die Bundesregierung abweichend von den allgemeinen Anspruchsvoraussetzungen in den §§ 19 bis 37 andere Anspruchsvoraussetzungen festlegt. Damit erhält der Ordnungsgeber die Möglichkeit, die gesetzlichen Anspruchsvoraussetzungen abzuändern, falls dies für die Ausschreibungen notwendig sein sollte.

Nummer 3 ermächtigt den Verordnungsgeber, Anforderungen an die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren zu stellen, insbesondere Eignungskriterien festzulegen und den Nachweis derselben zu regeln. Hier kann der Verordnungsgeber auch Anforderungen an den Planungsstand der Projekte stellen, also z.B. die Vorlage von Genehmigungen, bestimmter Gutachten oder Finanzierungszusagen fordern.

Nummer 4 erlaubt die Festlegung von Zuschlagskriterien. Wichtigstes Kriterium dürfte zunächst die Höhe des Gebotes sein, aber die Bundesregierung wird durch Nummer 4 ermächtigt, noch weitere Kriterien für die Bewertung der Gebote zu bestimmen.

Nach Nummer 5 kann der Verordnungsgeber die Art, Form und den Inhalt der Förderung abweichend von den Förderregelungen in den §§ 32 bis 37 festlegen. Er kann somit zum Beispiel nach Nummer 5 Buchstabe b statt einer Marktprämie nach § 32 EEG 2014, die sich an der Höhe der eingespeisten und direkt vermarkteten Strommenge orientiert, auch eine Förderung z.B. in Form einer festen Marktprämie oder in der Form einer Kapazitätzahlung, die sich an der installierten Leistung ausrichtet, festlegen. Hierdurch wird die Möglichkeit eröffnet, im Rahmen der Ausschreibung der Förderung für Freiflächenanlagen auch andere Fördermöglichkeiten zu testen. Daneben kann der Verordnungsgeber auch festlegen, ob nur anlagenbezogene oder auch allgemeine und unter Umständen handelbare Förderberechtigungen vergeben werden dürfen.

Darüber hinaus eröffnet Nummer 5 Buchstabe b die Möglichkeit im Rahmen der Rechtsverordnung die Rechtsfolgen von erfolgreichen Beschwerden und Klagen von Bietern, die keinen Zuschlag erhalten haben, gegen das Ausschreibungsverfahren oder die Zuschlagserteilung zu regeln. So kann in der Rechtsverordnung geregelt werden, dass Bieter, die einmal einen Zuschlag erhalten haben, diesen nicht aufgrund einer Konkurrentenklage eines anderen Bieters, der keinen Zuschlag erhalten hat, verlieren können. Hierdurch besteht für den Verordnungsgeber die Möglichkeit, den Bietern, die einen Zuschlag erhalten haben, Rechtssicherheit zu geben. Bieter, die keinen Zuschlag erhalten haben, können bei erfolgreichen Klagen oder Beschwerden dann zusätzlich gerichtlich einer Förderberechtigung erhalten, ohne dass ein anderer Bieter seine per Zuschlag erhaltene Förderberechtigung verliert. In diesem Fall kann die ausschreibende Stelle dann die ausgeschriebene Fördermenge im darauf folgenden Jahr entsprechend verringert.

Nach Nummer 6 kann der Verordnungsgeber regeln, dass für die Angebotserstellung ein Aufwendungsersatz geleistet wird, sofern ein Angebot keinen Zuschlag erhält. Dies kann die Wettbewerbsintensität bei der Vergabe erhöhen.

Nummer 7 ermächtigt den Verordnungsgeber, Regelungen zu schaffen, die eine möglichst umfängliche Realisierung der ausgeschriebenen Kapazität an Freiflächenanlagen sicherstel-

len. Hierzu können zum Beispiel für den Fall einer Nicht-Realisierung oder einer verspäteten Realisierung Pönalen festgelegt werden oder Bieter von künftigen Ausschreibungen ausgeschlossen werden. Ferner können die vergebenen Förderberechtigungen mit einer Verfallsfrist versehen werden.

Nummer 8 berechtigt den Ordnungsgeber zur Konkretisierung der Art und Form der Veröffentlichungen der Bekanntmachungen der Ausschreibungsverfahren und der Ausschreibungsergebnisse sowie der erforderlichen Mitteilungen an die Netzbetreiber.

In Nummer 9 ist vorgesehen, dass der Ordnungsgeber die Übertragbarkeit und damit die Handelbarkeit von allgemeinen Förderberechtigungen erlauben sowie die diesbezüglichen Voraussetzungen definieren kann. Dabei wird er sinnvollerweise auch regeln, wie in dem Fall der Übertragung auf Dritte die Zuordnung der Förderberechtigung zu einer konkreten Anlage zu erfolgen hat. Er kann festlegen, dass eine Übertragung nur innerhalb eines bestimmten Zeitraums und nur an einen bestimmten Personenkreis, an den er nähere Anforderungen stellen darf, erfolgen darf. Auch können Mitteilungspflichten, z. B. gegenüber dem Netzbetreiber, geregelt werden.

Nach Nummer 10 können Regelungen zu den nach Absatz 1 Nummer 1 bis 9 zu übermittelnden Informationen und zum Schutz von personenbezogenen Daten, die unter Umständen von den Bietern im Zusammenhang mit dieser Informationsübermittlung übermittelt werden, getroffen werden.

Zu Absatz 2

Absatz 2 Nummer 1 ermächtigt die Bundesregierung, festzulegen, dass abweichend von § 53 und § 85 anstelle der Bundesnetzagentur die Ausschreibungen durch eine andere juristische Person des öffentlichen oder privaten Rechts durchgeführt werden.

Nach Absatz 2 Nummer 2 kann die Bundesregierung im Rahmen der Rechtsverordnung die Bundesnetzagentur dazu ermächtigen, Festlegungen für die einzelnen Ausschreibungsverfahren einschließlich der konkreten Ausgestaltung der Regelungen nach Absatz 1 Nummer 1 bis 10 zu treffen.

Zu § 86 und § 87 (Verordnungsermächtigungen zur Stromerzeugung aus Biomasse sowie zu Nachhaltigkeitsanforderungen an Biomasse)

Die Änderungen in den Verordnungsermächtigungen der §§ 86 und 87 gegenüber § 64a und § 64b EEG 2012 vollziehen zum einen die neuen Ressortzuständigkeiten nach.

Zudem entfällt in § 86 Absatz 1 gegenüber der Vorgängerregelung des § 64a Absatz 1 EEG 2012 die Möglichkeit, zu regeln, für welche Stoffe eine zusätzliche einsatzstoffbezogene Vergütung in Anspruch genommen werden kann und wie diese einsatzstoffbezogene Vergütung zu berechnen und nachzuweisen ist; die Schaffung einer zusätzlichen einsatzstoffbezogenen Förderung für Strom aus erneuerbaren Energien im Wege einer Rechtsverordnung ist nicht mehr beabsichtigt, die bisherigen entsprechenden Fördertatbestände im EEG selbst werden mit diesem Gesetz für Neuanlagen ebenfalls beendet. Die Fortgeltung der BiomasseV in ihrer bis zum Inkrafttreten dieses Gesetzes geltenden Fassung für Bestandsanlagen, die vor Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb genommen worden sind, nach den Übergangsbestimmungen für Biomasse zu diesem Gesetz ist von der Änderung der Verordnungsermächtigung des § 86 nicht berührt. Bei der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung wird außerdem wegen des Neuzuschnitts der Ressorts die Fachaufsicht zur Umsetzung der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung auf das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie übertragen (siehe auch die korrespondierende Änderung in § 73 Absatz 2 BioSt-NachV).

Zu § 88 (Verordnungsermächtigung zum Ausgleichsmechanismus)

§ 88 entspricht unverändert § 64c EEG 2012.

Zu § 89 (Verordnungsermächtigung zu Herkunftsnachweisen)

Gegenüber § 64d EEG 2012 wird lediglich in Nummer 1 der geänderte Ressortzuschnitt nachvollzogen und Nummer 6 als redaktionelle Folgeänderung zur Umstellung der Fördervorschriften angepasst.

Zu § 90 (Verordnungsermächtigung zum Anlagenregister)

§ 90 wird unter Berücksichtigung der bereits in § 6 enthaltenen wesentlichen Regelungen zum Anlagenregister gegenüber § 64e EEG 2012 weiterentwickelt, um die im Entwurf vorgelegte Anlagenregisterverordnung erlassen zu können.

Nummer 1 entspricht weitgehend § 64e Nummer 3 Buchstabe a EEG 2012. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie wird zur Konkretisierung der bereits in § 6 Absatz 2 geregelten Angaben sowie zur Bestimmung weiterer an das Anlagenregister zu übermittelnder Angaben ermächtigt, die für die Zwecke nach § 6 Absatz 1 Satz 2 erforderlich sind. Daneben

können Regelungen zur näheren Spezifizierung im Hinblick auf Art, Formate, Umfang und Aufbereitung der Daten getroffen werden.

Nummer 2 entspricht ebenfalls weitgehend mit kleinen sprachlichen Änderungen § 64e Nummer 3 Buchstabe b EEG 2012. Ermächtigt wird zur Bestimmung der übermittlungspflichtigen Person im Hinblick auf die weiteren, nicht bereits nach § 6 Absatz 2 vom Anlagenbetreiber zu übermittelnden, Angaben. In der Regel wird dies ebenfalls der Anlagenbetreiber sein. Da für die Zwecke des § 6 Absatz 1 Satz 2 aber auch Daten erforderlich sein können, die beim Anlagenbetreiber nicht vorliegen bzw. deren Abfrage etwa beim Anschlussnetzbetreiber sachgerechter ist, belässt diese Vorgabe dem Verordnungsgeber den notwendigen Spielraum für die Regelung des Adressaten der Übermittlungspflichten.

Nummer 3 ermächtigt zur Regelung des Registrierungsverfahrens. Dies umfasst insbesondere die Regelung der Fristen für die Übermittlung der Angaben. Daneben greift die Ermächtigung § 64e Nummer 3 Buchstabe c EEG 2012 auf. Danach kann das Registrierungsverfahren abweichend von einer unmittelbaren Registrierung im Anlagenregister auf Grund der Datenübermittlung des Anlagenbetreibers auch so ausgestaltet werden, dass ein Dritter in den Registrierungsprozess zwischengeschaltet wird. Der Anlagenbetreiber muss danach die Anlage bei einem Dritten registrieren lassen, der seinerseits im Anschluss an die Registrierung die Angaben an das Anlagenregister übermitteln muss. Dies ermöglicht die Ausgestaltung eines Verfahrens, in dem die Angaben vor ihrer Übermittlung an das Anlagenregister geprüft und bereinigt werden.

Soweit, wie im Entwurf der Anlagenregisterverordnung der Fall, letzteres nicht geregelt wird, enthält Nummer 4 gegenüber § 64e EGG 2012 eine neue Ermächtigung, um Regelungen zur Überprüfung der im Anlagenregister gespeicherten Daten einschließlich hierzu erforderlicher Mitwirkungspflichten von Anlagenbetreibern und Netzbetreibern zu treffen. Die Regelung von Mitwirkungspflichten ist wichtig, um die zur Erfüllung der Zwecke nach § 6 Absatz 1 Satz 2 notwendige hohe Validität der im Anlagenregister gespeicherten Daten zu gewährleisten.

Mit der neuen Ermächtigungsgrundlage in Nummer 5 können die in § 21 geregelten Mitteilungspflichten über den Wechsel der Form, in welcher der Strom veräußert wird, künftig gegenüber dem Anlagenregister erfüllt werden, soweit dies die Rechtsverordnung vorsieht. Hierbei sind neben den Fristen insbesondere Bestimmungen zu Format und Verfahren entsprechend den Anforderungen in § 21 Absatz 3 vorzusehen.

Nummer 6 Buchstabe a entspricht § 64e Nummer 3 Buchstabe d EEG 2012.

Mit der Ermächtigung nach Nummer 6 Buchstabe b und c können die im Anlagenregister erfassten Daten zusätzlich zum Herkunftsnachweisregister auch mit Registern und Datensätzen abgeglichen werden, die auf Grundlage des Energiewirtschaftsgesetzes oder der §§ 47a

bis 47k des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen eingerichtet oder erstellt werden, soweit die für diese Register und Datensätze maßgeblichen Bestimmungen einem Abgleich nicht entgegenstehen. Insbesondere wird damit auch der Abgleich mit dem derzeit auf Grundlage des § 12 Absatz 4 EnWG im Aufbau befindlichen Energieinformationsnetz ermöglicht. Dies stellt einen wichtigen Schritt zu einer einheitlichen Erfassung energiewirtschaftlich relevanter Stammdaten in einem zentralen Register dar.

Soweit die Verordnung Anlagenbetreiber verpflichtet, ihre Anlage bereits vor ihrer Inbetriebnahme registrieren zu lassen, ermöglicht die Ermächtigung nach Nummer 7 einen Abgleich der Angaben mit den der zuständigen Genehmigungsbehörde vorliegenden Daten.

Nummer 8 ermächtigt das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zur Konkretisierung der in § 6 Absatz 3 EEG 2014 vorgegebenen Transparenz des Anlagenregisters sowie zur Regelung der nach § 25 Absatz 2 EEG 2014 erforderlichen Veröffentlichungen zur Umsetzung der Absenkung der Fördersätze für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse, Windenergieanlagen an Land und solarer Strahlungsenergie.

Nummer 9 entspricht § 64e Nummer 4 EEG 2012.

Nummer 10 entspricht § 64e Nummer 6 Buchstabe a EEG 2012, wobei die Ermächtigung wegen der abschließenden Regelung zu Veröffentlichungspflichten in § 73 Absatz 4 auf Regelungen zum Verhältnis der Übermittlungs- und Veröffentlichungspflichten nach §§ 66 bis 69 beschränkt wird. Diese werden im Entwurf der Anlagenregisterverordnung nicht modifiziert. Es bleiben insoweit die ersten Erfahrungen mit dem Registrierungsprozess abzuwarten, um sodann ggf. die Datenübermittlung und daraus abgeleitete Veröffentlichungen statt gestuft nach §§ 66 bis 69 zentral über das Anlagenregister erfolgen zu lassen.

Mit Nummer 11 wird eine Ermächtigungsgrundlage zu Art und Umfang der Weitergabe der Daten an bestimmte Adressaten geschaffen. Nach Buchstabe a können die im Anlagenregister gespeicherten Daten an Netzbetreiber mit dem Zweck weitergegeben werden, die Wahrnehmung ihrer Aufgaben nach dem EEG und dem EnWG zu unterstützen. Buchstabe b ermöglicht eine Datenweitergabe an öffentliche Stellen zur Erfüllung ihrer Aufgaben im Zusammenhang mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien. Eine Datenweitergabe hiernach kommt insbesondere im Hinblick auf die Berichtspflichten nach diesem Gesetz in Betracht, soweit die Veröffentlichungen des Anlagenregisters hierfür nicht ausreichend sind. Buchstabe c betrifft schließlich die Weitergabe von Daten an Dritte. An diese können zum einen Daten übermittelt werden, soweit dies zur Erfüllung der Aufgaben von öffentlichen Stellen nach Buchstabe b erforderlich ist. Damit wird gewährleistet, dass etwa Forschungsnehmern, die in die Vorbereitung von Berichten eingebunden sind, ebenfalls Daten weitergegeben werden können. Zum anderen kann darüber hinausgehend geregelt werden, dass an Dritte Daten

weitergegeben werden können, die ein berechtigtes Interesse nachweisen, für das die Veröffentlichung im Anlagenregister nicht ausreicht. Die nach § 6 Absatz 2 Nummer 1 im Anlagenregister gespeicherten Daten zur Person des Anlagenbetreibers sowie dessen Kontaktdaten dürfen nicht an Dritte übermittelt werden.

In Nummer 12 wird das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zur Regelung einer Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur nach § 29 EnWG zu bestimmten Bereichen ermächtigt. Unter der Voraussetzung einer entsprechenden Ermächtigung in der Anlagenregisterverordnung kann nach den Buchstaben a und b der Datenkranz des Anlagenregisters angepasst werden, soweit dies für die Zwecke des Anlagenregisters nach § 6 Absatz 1 Satz 2 erforderlich ist. Damit kann zeitnah und flexibel auf neue Anforderungen reagiert werden, die beim Erlass der Verordnung noch nicht absehbar sind. Die Kompetenz umfasst insoweit nach Buchstabe a weitere Angaben, die von Anlagenbetreibern oder Netzbetreibern an das Anlagenregister zu übermitteln sind, sowie nach Buchstabe b die Regelung, dass bestimmte von der Anlagenregisterverordnung vorgesehene Angaben nicht mehr zu übermitteln sind. Buchstabe c ermöglicht es, im Rahmen einer entsprechenden Ermächtigung durch die Anlagenregisterverordnung, für Netzbetreiber, Direktvermarkter, Energieversorgungsunternehmen und andere energiewirtschaftliche Akteure einen erweiterten Zugang zu Informationen des Anlagenregisters einzuräumen, um die Markt- und Netzintegration des Stroms aus erneuerbaren Energien und Grubengas zu verbessern. Damit kann die Bundesnetzagentur etwa ein internetbasiertes Portal schaffen, in dem bestimmte Akteure ohne die Verzögerung einer ggf. nur monatlich erfolgenden Veröffentlichung auf die Daten des Anlagenregisters zugreifen können.

Nummer 13 entspricht im Wesentlichen § 64e Nummer 5 EEG 2012, wobei die Regelung aufgrund der Ausweitung der Ermächtigungsgrundlage leicht angepasst wurde.

Nummer 14 enthält die erforderliche Ermächtigungsgrundlage, um den Übergang des Anlagenregisters auf ein noch zu schaffendes Gesamtanlagenregister bei der Bundesnetzagentur nach § 53b EnWG einschließlich der Wahrnehmung der Aufgaben nach § 6 Absatz 1 Satz 2 durch das Gesamtanlagenregister zu regeln. Das Anlagenregister ist, wie in § 6 Absatz 3 EEG angelegt, ein erster Schritt zur Schaffung eines über den Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hinausgehenden Gesamtanlagenregisters, das insbesondere auch die konventionelle Energieerzeugung, Speicher sowie systemrelevante Verbrauchseinrichtungen abdeckt. Hierfür wird in § 53b EnWG eine Ermächtigungsgrundlage für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geschaffen, ein solches Verzeichnis ebenfalls bei der Bundesnetzagentur einzurichten. Nummer 14 eröffnet insoweit die Möglichkeit, das Anlagenregister im Gesamtanlagenregister aufgehen zu lassen und die notwendigen Regelungen für die Übertragung der Daten und die Wahrnehmung der Aufgaben nach § 6 Absatz 1

Satz 2 durch das Gesamtanlagenregister zu treffen. Zweck dieser Ermächtigung ist es, parallel existierende Register und damit einhergehende redundante Meldepflichten mit den entsprechenden Belastung für die Akteure zu vermeiden.

Zu § 91 (Weitere Verordnungsermächtigungen)

Die bislang in § 64f Nummer 2 bis 6 EEG 2012 geregelten Verordnungsermächtigungen werden auf Grund der weitgehenden Umstellung des Fördersystems auf die Marktprämie sowie der Streichung des Grünstromprivilegs nicht mehr benötigt und werden in § 91 weitgehend nicht fortgeführt.

Nummer 1 entspricht inhaltlich § 64f Nummer 1 EEG 2012.

Neu gegenüber § 64f EEG 2012 ist in Nummer 2 eine Verordnungsermächtigung zur Einspeisevergütung in Ausnahmefällen, mit der die Aufgabe des Ausfallvermarkters auf einen Dritten anstelle des Netzbetreibers übertragen werden kann.

Die Verordnungsermächtigung in Nummer 3 ermöglicht eine Änderung der Höhe der in § 96 Absatz 1 Nummer 8 EEG 2014 geregelten Erhöhung des jeweils anzulegenden Wertes „AW“, mit der die bislang über die Managementprämie abgedeckten Vermarktungsmehrkosten für bestehende Anlagen in den Wert „AW“ eingepreist werden.

Nummer 4 entspricht inhaltlich § 64f Nummer 7 EEG 2012.

Nummer 5 entspricht § 64 EEG 2012. Die Verordnungsermächtigung wird erhalten, um gegebenenfalls die Systemdienstleistungsverordnung an aktuelle Entwicklungen anzupassen. Allerdings soll die Verordnung auf Grund der nunmehr voranschreitenden Normung mittelfristig entfallen.

Zu § 92 (Gemeinsame Bestimmungen)

Die Änderungen in § 92 gegenüber § 64h Absatz 2 und 3 EEG 2012 sind redaktionelle Folgeänderungen auf Grund der Änderungen durch §§ 89, 90 und 91 sowie der Aufhebung des § 64g EEG 2014. Außerdem wird der Zustimmungsvorbehalt des Deutschen Bundestages für die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung aufgehoben, weil die Verordnung seit dem Förderausschluss für flüssige Biomasse bei neuen Anlagen seit dem EEG 2012 nur noch eine untergeordnete politische Bedeutung einnimmt.

Zu Abschnitt 2 (Berichte)

In Abschnitt 2 werden die Berichte nach dem EEG geregelt. Gegenüber dem EEG 2012 findet sich in § 95 eine neue Berichtspflicht zu Ausschreibungen.

Zu § 93 (Erfahrungsbericht)

Die Evaluierung des EEG durch die Bundesregierung in Form eines dem Bundestag vorzulegenden Erfahrungsberichts hat sich bewährt. Insoweit erfolgt gegenüber § 65 EEG 2012 nur eine Anpassung der Regelung in zeitlicher Hinsicht. Der nächste Erfahrungsbericht ist dem Bundestag demzufolge bis zum 31. Dezember 2018 vorzulegen. Zugleich wird in Satz 2 klargestellt, dass das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, die Bundesnetzagentur und das Umweltbundesamt die Bundesregierung bei der Erstellung des Erfahrungsberichts unterstützen. Für die Bundesnetzagentur war dies bisher in § 61 Satz 1 Satz 2 EEG 2012 geregelt.

Zu § 94 (Monitoringbericht)

§ 94 regelt den Monitoringbericht, der wie bereits in § 65a EEG 2012 vorgesehen, weiterhin jährlich erstellt und von der Bundesregierung vorgelegt wird.

Absatz 1 fasst gegenüber § 65a Absatz 1 EEG 2012 die Inhalte des Monitoringberichts im Detail neu, ohne dass die Grundkonzeption des Berichts geändert wird. Neben den Inhalten nach § 63 Absatz 1 EnWG soll der Monitoringbericht weiterhin im Wesentlichen den Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien und die Erreichung der Ziele nach § 1 Absatz 2 darstellen (Nummer 1); dies umfasst auch einen Bericht über den Ausbaupfad nach § 3. Ferner soll im Monitoringbericht künftig dargestellt werden, inwieweit die Grundsätze des § 2, z.B. zur Kosteneffizienz des Ausbaus der erneuerbaren Energien, erfüllt worden sind (Nummer 2). Außerdem soll der Bericht künftig nach Nummer 3 den Stand der Direktvermarktung darstellen. Diese umfasst insbesondere eine Evaluierung der flankierenden Einspeisevergütung in Ausnahmefällen nach § 36, um sicherzustellen, dass diese Einspeisevergütung ein Instrument für vorübergehende Notfallsituationen bleibt und keine falschen Anreize setzt, auch ohne akute Notlage in die Einspeisevergütung zurückzukehren. In dem Bericht ist auch darüber zu berichten, ob und gegebenenfalls mit welchen Modifikationen eine Fortsetzung der Einspeisevergütung in Ausnahmefällen erforderlich bleibt, damit das damit verfolgte Ziel erreicht wird, mögliche Finanzierungsmehrkosten der verpflichtenden Direktvermarktung für neue Anlagen zu begrenzen. Ferner soll nach Nummer 4 über die Entwicklung der Eigenversorgung berichtet werden. Schließlich soll der Monitoringbericht nach Nummer 5 die

Schlussfolgerungen darstellen, die aus den Nummern 1 bis 4 zu ziehen sind. Hierzu zählen insbesondere auch Handlungsempfehlungen für den Fall, dass der Ausbaupfad nach § 3 über- oder unterschritten wird.

Absatz 2 entspricht inhaltlich unverändert § 65a Satz 3 EEG 2012, der durch die PV-Novelle 2012 in das EEG aufgenommen worden ist. Hierfür ist in dem Monitoringbericht bei der Darstellung des Stands des Ausbaus der erneuerbaren Energien nach Absatz 1 Nummer 1 auch der erreichte und erwartete Ausbau der Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie im Hinblick auf § 29 Absatz 6 Satz 1 darzustellen.

Zu § 95 (Ausschreibungsbericht)

Die gesetzliche Berichtspflicht der Bundesregierung gegenüber dem Bundestag gemäß § 95 dient der transparenten Evaluierung der Erfahrungen mit Ausschreibungen. Eine solche Evaluierung ist insbesondere vor dem Hintergrund geboten, als dass bislang nur in einem begrenzten Umfang internationale Erfahrungen mit Ausschreibungssystemen zur Ermittlung der Förderhöhe für erneuerbare Energien vorliegen. Zudem sind bei der Auswertung der vorhandenen empirischen Evidenz die jeweils im Einzelfall vorliegenden Rahmenbedingungen zu berücksichtigen. Insofern bildet das Evaluierungsverfahren nach § 95 eine geeignete Grundlage, um in transparenter Weise und unter Einbeziehung des in der Gesellschaft vorhandenen Wissens den Wechsel auf ein Ausschreibungssystem erfolgreich zu gestalten. So ist in § 95 vorgesehen, dass die Bundesregierung spätestens bis zum 30. Juni 2016 über die Erfahrungen mit den Ausschreibungsverfahren berichtet. Dies kann auch Erfahrungen jenseits der Pilotausschreibung nach § 53, z.B. Erfahrungen mit Ausschreibungsmodellen im Ausland, umfassen. Um eine möglichst zeitnahe und effektive Gesetzgebung zu ermöglichen, wird der Bericht auch Handlungsempfehlungen zur Übertragung des Ausschreibungssystems auf andere Technologien im Hinblick auf § 2 Absatz 5 Satz 1. Auch soll nach Satz 2 Nummer 1 das erforderliche Mengengerüst für die Erreichung der Ausbauziele nach § 1 Absatz 2 dargestellt und bewertet werden. Dabei wird auch dargestellt, für welche Technologien weiterhin eine Förderung erforderlich ist und für welche Technologien aufgrund ihres weiteren Potenzials eine finanzielle Förderung weiterhin angezeigt ist.

Zu Abschnitt 3 (Übergangsbestimmungen)

In Abschnitt 3 werden die Übergangsbestimmungen geregelt. Diese sind aus Gründen der besseren Übersichtlichkeit gegenüber der bislang erfolgten Regelung in einem einzigen Paragraphen in drei Vorschriften aufgeteilt: Allgemeine Übergangsbestimmungen (§ 96), Über-

gangsbestimmungen für Strom aus Biomasse (§ 97) und weitere Übergangsbestimmungen (§ 98).

Zu § 96 (Allgemeine Übergangsbestimmungen)

Zu Absatz 1

§ 96 ordnet grundsätzlich die Geltung des neuen Rechts auch für Bestandsanlagen an. Dies dient der Vereinfachung des Vollzugs. Allerdings sollen die inhaltlich bei Inbetriebnahme geltenden Anforderungen und die Vergütungssätze für Bestandsanlagen aus Gründen des Vertrauensschutzes nicht angetastet werden. Deshalb ist die Fortgeltung des EEG 2012 insbesondere im Bereich der Vergütungsvorschriften an vielen Stellen vorgesehen.

Zu Nummer 1

§ 96 Absatz 1 Nummer 1 bestimmt, dass der Inbetriebnahmebegriff des EEG 2012 grundsätzlich für Anlagen weiter gilt, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind. Zu beachten ist diesbezüglich aber Absatz 2, der von diesem Grundsatz eine Ausnahme macht, wenn die Inbetriebnahme nicht mit erneuerbaren Energien oder Grubengas erfolgt ist und seither noch kein Förderanspruch nach dem EEG entstanden ist.

Zu Nummer 2

Mit Nummer 2 wird klargestellt, dass die Veränderung bei der Anlagenzusammenfassung von Photovoltaikanlagen in § 9 Absatz 3 und Regelungen zu den Rechtsfolgen von Verstößen gegen die technischen Anforderungen nach § 9 (ehemals § 6 EEG 2012) nicht für Anlagen gelten, die vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb genommen wurden. Die Rechtsfolge bei Verstößen richten sich nach altem Recht. Der Verweis auf § 6 Absatz 6 EEG 2012 ist ein Rechtsfolgenverweis, das heißt bei Verstößen von Bestandsanlagen gegen die Pflichten des § 9 bestimmen sich die Rechtsfolgen dieser Verstöße nach § 6 Absatz 6 EEG 2012.Zu Nummer 3

Nummer 3 regelt, dass § 24 Absatz 1 Nummer 1 bei Bestandsanlagen nur auf Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die nach dem 31. Dezember 2011 in Betrieb genommen wurden, entsprechend anzuwenden ist. Für diese bestand eine Meldepflicht nach § 17 Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe a EEG 2012. Nach der Anlagenregisterverordnung, auf die § 24 Absatz 1 Nummer 1 verweist, sind Betreiber von Bestandsanlagen nicht verpflichtet, diese beim Anlagenregister registrieren zu lassen. Um die Sanktionswirkung von § 24 Absatz 1 Nummer 1 auch auf Photovoltaik-Bestandsanlagen zu erstrecken, und die Beachtung von deren Meldepflicht nach § 17 Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe a EEG

2012 sicherzustellen, ordnet Nummer 3 mit der entsprechenden Anwendung von § 24 Absatz 1 Nummer 1 einen Rechtsfolgenverweis an, nämlich die Verringerung des anzulegenden Wertes auf null. Die Meldepflicht für Leistungserhöhungen nach § 24 Absatz 1 Nummer 2 ist hingegen nicht in Bezug genommen und gilt daher auch für Bestandsanlagen.

Zu Nummer 4

Die Nummer 4 regelt, dass für Anlagen, die bereits vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind, die bei ihrer Inbetriebnahme ermittelten Fördersätze weiterhin gelten. Ausgenommen sind § 38 Absatz 2 und 3 EEG 2014: Diese Regeln finden auch auf Bestandsanlagen Anwendung, wenn diese die Anforderungen der genannten Absätze erfüllen. In diesem Fall richtet sich die Ermittlung der Förderung nach den Bestimmungen dieses Gesetzes. Zudem ist der ausschließlich für Bestandsanlagen gewährte Anspruch auf die neue Flexibilitätsprämie nach §§ 50 in Verbindung mit 52 für den Anlagenbestand anwendbar. Der Förderanspruch bei bilanzieller einsatzstoffbezogener Teilung von Biomethanmengen besteht nur für den Teil des Anlagenbestandes, der ab dem Jahr 2012 in Betrieb genommen wurde.

Zu Nummer 5

Nummer 5 ordnet an, dass Bestandsanlagen in der Direktvermarktung erst ab dem 1. Januar 2015 der Pflicht zur Fernsteuerbarkeit unterliegen. Hiermit wird den Anlagenbetreibern bestehender Anlagen, soweit sie nicht bereits fernsteuerbar ausgerüstet sind, ausreichend Zeit zur Nachrüstung gewährt, damit sie ihren Strom fortgesetzt direktvermarkten zu können.

Zu Nummer 6

Grundsätzlich gilt nach der Übergangsregelung das neue Recht. Da Anlagen in der Vergangenheit bei Beachtung gewisser Voraussetzungen das Recht hatten, zwischen Marktprämie und Einspeisevergütung zu wechseln, wird diese grundsätzliche Optionalität für Bestandsanlagen (mit Ausnahme der nach §§ 27 Absatz 3 und 27a Absatz 2 EEG 2012 ohnehin bereits zur Direktvermarktung verpflichteten Biogasanlagen) auch weiterhin gewährleistet. Zu diesem Zweck wird der bei Neuanlagen lediglich für die kleinen Leistungsklassen geltende § 35 EEG 2014 durch Nummer 6 für bestehende Anlagen modifiziert und regelt in dieser modifizierten Form ohne die Größenbegrenzung nach § 35 Absatz 2 für Bestandsanlagen größenunabhängig den Anspruch auf eine Einspeisevergütung. § 35 Absatz 3 Halbsatz 2 ist für Bestandsanlagen nicht anwendbar, da bei den für diese geltenden Einspeisevergütungssätzen die Direktvermarktungsmehrkosten von 0,4 Cent/kWh (Windenergieanlagen an Land und Photovoltaikanlagen) bzw. von 0,2 Cent/kWh (alle übrigen Anlagen) von vornherein nicht eingepreist sind und deswegen auch nicht subtrahiert werden müssen.

Zu Nummer 7

Nummer 7 regelt die fortwährende Anwendbarkeit des § 23 EEG 2012 und damit des Anspruchs auf Vergütung für Wasserkraftanlagen, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind und vor dem Inkrafttreten des EEG 2014 am 1. August 2014 nach § 23 Absatz 2 EEG 2012 ertüchtigt worden sind.

Zu Nummer 8

Nummer 8 regelt die zukünftige Berücksichtigung der bisherigen Managementprämie für Bestandsanlagen. Diese Übergangsbestimmung ist erforderlich, da ab dem Inkrafttreten dieses Gesetzes auch für bestehende Anlagen zur Marktprämienberechnung die Berechnungsformel nach Anlage 1 zu diesem Gesetz anzuwenden ist. Da die Berechnungsmethodik nach Nummer 1.2 der Anlage 1 zu diesem Gesetz für Neuanlagen keine Variable für eine Managementprämie beziehungsweise für die von dieser abzudeckenden Vermarktungsmehrkosten mehr enthält, da die Vermarktungsmehrkosten für Neuanlagen bereits in die anzulegenden Werte eingepreist wurden, müssen diese Kosten für Bestandsanlagen durch entsprechende Erhöhung des jeweils anzulegenden Wertes berücksichtigt werden. Für das Jahr 2014 wird die Managementprämie für Bestandsanlagen in Höhe der Managementprämie fortgeführt, wie sie im Jahr 2014 gemäß Anlage 4 zum EEG 2012 für die steuerbaren Energieträger Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie sowie nach § 2 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 MaPrV für fernsteuerbare Wind- und Photovoltaikanlagen gewährt worden wäre. Ab dem Jahr 2015 wird die Managementprämie für Bestandsanlagen gegenüber der bislang im EEG 2012 und in der MaPrV ab 2015 vorgesehenen Prämienhöhe leicht um 0,1 Cent pro Kilowattstunde für fernsteuerbare Wind- und Photovoltaikanlagen (auf 0,4 Cent pro Kilowattstunde) beziehungsweise um 0,025 Cent für Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie (auf 0,2 Cent pro Kilowattstunde) abgesenkt. Vertrauensschutzinteressen der Bestandsanlagenbetreiber werden hierdurch nicht beeinträchtigt, da eine nachträgliche Absenkung der Managementprämie auch für direktvermarktende Bestandsanlagen bereits bislang durch Rechtsverordnung nach § 64f Nummer 3 EEG 2012 jederzeit möglich war.

Zu Nummer 9

Nummer 9 regelt für vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommene Bestandsanlagen die grundsätzliche Fortgeltung des § 66 EEG 2012 und damit des EEG in seiner vor dem Jahr 2012 geltenden Fassung, einschließlich einiger Ausnahmen von diesem Grundsatz, die in den Buchstaben a bis d enthalten sind.

Nach Buchstabe a werden die Übergangsbestimmungen zur Direktvermarktung (§ 66 Absatz 1 Nummer 10 EEG 2012) und nach Buchstabe b die Übergangsbestimmungen zur Flexibili-

tätsprämie für Biogasanlagen (§ 66 Absatz 1 Nummer 11 EEG 2012) für nicht mehr anwendbar erklärt. Bezüglich der Flexibilitätsprämie bedeutet dies, dass für schon vor dem Jahr 2012 betriebene Biogasanlagen, die die Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG 2012 nicht genutzt haben, statt des § 66 Absatz 1 Nummer 11 EEG 2012 nunmehr §§ 50 und 52 in Verbindung mit Anlage 3 zu diesem Gesetz anzuwenden sind. Für schon vor dem Jahr 2012 betriebene Biogasanlagen, die die Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG 2012 bereits genutzt haben, ist hingegen statt des § 66 Absatz 1 Nummer 11 EEG 2012 nunmehr § 97 Absatz 3 in Verbindung mit § 33i und Anlage 5 zum EEG 2012 anzuwenden. An der grundsätzlichen Optionalität zwischen Einspeisevergütung und Direktvermarktung ändert sich für Bestandsanlagen, die vor dem Jahr 2012 in Betrieb genommen wurden und damit dem § 66 EEG 2012 unterfallen, hierdurch nichts. § 96 Absatz 1 dieses Gesetzes ist mit Ausnahme der Regelungen zum Inbetriebnahmezeitpunkt nach Nummer 1 und zu den besonderen Vergütungs-/Förderbestimmungen nach Nummer 4 auch für vor dem Jahr 2012 in Betrieb genommene Anlagen anwendbar. Für die Markt- und die Managementprämie für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen wurden, gilt im Übrigen das an anderer Stelle in diesem Gesetz Geregelterte. Der nach Buchstabe c nicht mehr anwendbare § 66 Absatz 13 und 13a EEG 2012 haben keinen Anwendungsbereich mehr. § 66 Absatz 15 EEG 2012 wird durch § 58 Absatz ersetzt.

Nummer 9 Buchstabe d ordnet an, dass § 9 Absatz 4 auch für Anlagen gilt, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind.

Nummer 9 Buchstabe e ordnet die Anwendbarkeit des § 22 Satz 2 auch für vor dem Jahr 2012 in Betrieb genommene Anlagen an. Hiermit wird gewährleistet, dass die in Reaktion auf das BGH-Urteil vom 23. Oktober 2013 (Az. VIII ZR 262/12) mit § 22 Satz 2 verfolgte Klarstellung, wonach die gesetzliche Förderdauer von 20 Jahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres für den gesamten in der Anlage erzeugten Strom ungeachtet der Inbetriebsetzung der einzelnen stromerzeugenden Generatoren dieser Anlage immer mit der Inbetriebnahme der Anlage selbst beginnt, auch für vor dem Jahr 2012 in Betrieb genommene Anlagen Geltung entfaltet. Für die vor dem Jahr 2012 in Betrieb genommenen Anlagen ist dabei der am 31. Dezember 2011 für die jeweilige Anlage geltende Inbetriebnahmebegriff maßgeblich.

Zu Absatz 2

Mit § 96 Absatz 2 wird die neugefasste Regelung des § 5 Nummer 21 Halbsatz 1 zur Inbetriebnahme auch für bestehende Anlagen für anwendbar erklärt, soweit diese vor Inkrafttreten dieses Gesetzes noch zu keinem Zeitpunkt Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder Grubengas erzeugt haben. Die Übergangsbestimmung betrifft damit insbesondere Anlagen, die bereits vor Inkrafttreten dieses Gesetzes mit fossilen Energieträgern betrieben wurden (z.B. Erdgas-BHKW) und erst nach dem Inkrafttreten dieses Gesetzes auf

einen Betrieb ausschließlich mit erneuerbaren Energien (z.B. Biomethan) umgestellt werden. Diese bereits fossil betriebenen Anlagen gelten zukünftig erst mit der erstmaligen Inbetriebsetzung ausschließlich mit erneuerbaren Energien als in Betrieb genommen. Eine frühere Inbetriebsetzung mit – anteilig oder ausschließlich – nicht-förderfähigen Energieträgern vor Inkrafttreten dieses Gesetzes hat für die Bestimmung des Inbetriebnahmezeitpunktes dieser Anlagen künftig keine Bedeutung mehr. So erhält z.B. ein seit dem Jahr 2010 mit Erdgas betriebenes BHKW, das erst im Jahr 2015 auf den ausschließlichen Betrieb mit Biogas umgestellt wird, das Inbetriebnahmejahr 2015. Schutzwürdige Interessen der Betreiber von bereits fossil betriebenen Anlagen werden hierdurch nicht verletzt; die aufgewendeten Investitionskosten für die Anlage können in der Regel bereits durch den – gegebenenfalls zusätzlich durch das KWKG geförderten – Betrieb mit fossilen Energieträgern refinanziert werden. Mit der erstmaligen Inbetriebsetzung ausschließlich mit erneuerbaren Energien nach dem Inkrafttreten dieses Gesetzes unterfallen diese Anlagen somit dem EEG in seiner in diesem Zeitpunkt geltenden Fassung mit einem neu anlaufenden 20-jährigen Förderzeitraum. Für ein BHKW, das nachträglich in eine Biogasanlage mit eigener Biogasproduktion (Vor-Ort-Biogasanlage) integriert wird, gilt unabhängig hiervon das Inbetriebnahmedatum der Vor-Ort-Biogasanlage. Für Anlagen, die bereits vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes ausschließlich mit erneuerbaren Energien in Betrieb gesetzt wurden, gilt deren bisheriges Inbetriebnahmedatum unverändert fort.

Zu Absatz 3

Absatz 3 stellt eine Erweiterung des Regelfalls nach Absatz 1 dar. Absatz 1 legt grundsätzlich fest, dass das EEG für Anlagen, die nach dem 31. Juli 2014 in Betrieb genommen wurden, zwar grundsätzlich in seiner neuen Fassung gilt, allerdings mit Ausnahme der inhaltlich bei Inbetriebnahme geltenden Anforderungen und der Vergütungssätze für Bestandsanlagen. Absatz 3 bezieht aus Gründen des Vertrauensschutzes in diese Regelung nach Absatz 1 auch Anlagen ein, die bereits vor dem 23. Januar nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz genehmigt oder nach einer anderen Bestimmung des Bundesrechts zugelassen worden sind und noch in der Zeit zwischen dem 1. August und vor Ablauf des 31. Dezember 2014 in Betrieb genommen wurden. Der Zweck dieser Einbeziehung ist die Gewährung von Investitionssicherheit, über den Zeitpunkt des Inkrafttretens des Gesetzes hinaus, für Anlagen, die bereits genehmigt oder zugelassen worden sind, bevor die Änderung des EEG konkret absehbar war. Für Anlagen, die erst nach dem 22. Januar genehmigt oder zugelassen und nach dem 31. Juli 2014 in Betrieb genommen wurden, gilt somit das EEG 2014.

Die Wahl des 22. Januar 2014 als Stichtag für das Vorliegen der Genehmigung oder Zulassung ist dabei unter Abwägung aller Interessen sachlich gerechtfertigt. Die Wahl des Stich-

tags greift vor allem in Positionen derjenigen Anlagenbetreiber ein, die bereits einen Antrag auf Genehmigung oder Zulassung gestellt haben, deren Anlagen aber nicht rechtzeitig zum 23. Januar 2013 genehmigt oder zugelassen waren. Gegenüber der von der Reform des EEG verfolgten Zweck der Bezahlbarkeit und Akzeptanz der Energiewende für alle Stromverbraucher muss das Interesse dieser Anlagenbetreiber an der Inanspruchnahme der bisherigen Vergütungsregelungen allerdings zurückstehen. Mit der Stichtagsregelung sollen vor allem auch Ankündigungs- und Mitnahmeeffekte vermieden werden. Dies gilt bei der Wahl des 22. Januar 2013 als Stichtag konkret vor dem Hintergrund der am 22. Januar 2014 erfolgten Billigung der Eckpunkte der EEG-Reform durch das Kabinett im Rahmen der Kabinettsklausur von Meseberg und der unmittelbar darauf folgenden Veröffentlichung der Eckpunkte der EEG-Reform. Zur Vermeidung von Ankündigungs- und Mitnahmeeffekten wurde auch nicht auf den Zeitpunkt der Antragstellung, sondern den Zeitpunkt der Genehmigung oder Zulassung abgestellt. Denn bereits im Vorfeld der Beschlüsse der Eckpunkte der EEG-Reform am 22. Januar 2014 fand eine intensive Diskussion in der Öffentlichkeit bezüglich einer grundlegenden Reform des EEG in den Medien statt. So spielte das Thema z.B. bereits im Rahmen der Koalitionsgespräche in den letzten Monaten des Jahres 2013 und der anschließenden Berichterstattung über den Koalitionsvertrag vom 27. November 2013, der eine zügige EEG-Reform ausdrücklich ankündigte, eine große Rolle in der Öffentlichkeit. Zur öffentlichen Diskussion um die Reform des EEG trug weiter auch die Einleitung des Beihilfverfahrens durch die Kommission am 18. Dezember 2013 bei. Durch diese breite öffentliche Diskussion durften Anlagenbetreiber nicht darauf vertrauen, dass das EEG nicht kurzfristig geändert wird. Eine schützenswerte Rechtsposition in Form eines abgeschlossenen Sachverhalts der Vergangenheit, die dem Eingriff des Gesetzgebers entzogen ist, hat der Anlagenbetreiber somit erst mit Erteilung der Genehmigung oder Zulassung vor dem Beschluss der Eckpunkte der EEG-Reform durch das Kabinett.

Hingegen ergibt sich die Wahl des Zeitraums für den Zeitpunkt der Inbetriebnahme zwischen dem 1. August 2014 und bis zum Ablauf des 31. Dezember 2014 aus dem nach § 65 EEG 2012 vorgesehenen Ende des Evaluierungszeitraums zum 31. Dezember 2014. Spätestens zu diesem Zeitpunkt musste ohnehin mit einer turnusmäßigen Novelle des EEG auf der Grundlage des Erfahrungsberichts gerechnet werden. Bezüglich eines Weiterbestehens der bisherigen Förderregelungen über diesen Zeitpunkt hinaus konnte sich somit von vornherein kein Vertrauen von Seiten potentieller Anlagenbetreiber bilden.

Zu § 97 (Übergangsbestimmungen für Strom aus Biomasse)

Zu Absatz 1

Absatz 1 dient dazu, die nachträgliche Erhöhung der Stromerzeugung in Biogasanlagen, die vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb genommen wurden, mengenmäßig zu begrenzen. Hintergrund dieser Regelung ist, dass mit diesem Gesetz die Förderbedingungen für neue Biogasanlagen deutlich verschärft werden. Infolgedessen kann eine Erweiterung bestehender Anlagen, die unter der für sie anzuwendenden Fassung des EEG teilweise deutlich höhere Förderansprüche begründen für Anlagenbetreiber wirtschaftlich deutlich attraktiver sein als der Neubau einer Anlage („Flucht ins EEG 2009 oder ins EEG 2012“). Eine Erweiterung insbesondere von Bestandsanlagen, die überwiegend nachwachsende Rohstoffe einsetzen, würde jedoch das mit diesem Gesetz verfolgte Ziel konterkarieren, die besonders kostenintensive und Nutzungskonkurrenzen verschärfende Förderung der Stromerzeugung aus nachwachsenden Rohstoffen zurückzufahren. Mit Absatz 1 wird die Erhöhung der installierten Leistung von Bestandsanlagen grundsätzlich nicht begrenzt. Jedoch erhalten diese Anlagen, wenn sie nach dem Inkrafttreten dieses Gesetzes ihre Stromerzeugungsmengen gegenüber der bisherigen höchsten Jahresstrommengenerzeugung vergrößern, die volle Einspeisevergütung bzw. Marktprämie nur für den Anteil der erzeugten Strommenge, der 100 Prozent der höchsten kalenderjährlichen Bemessungsleistung der Anlage vor Inkrafttreten dieses Gesetzes entspricht. Wird die Schwelle von 100 Prozent in einem Kalenderjahr überschritten, so besteht für jede in diesem Kalenderjahr darüber hinausgehende Kilowattstunde nur ein Anspruch auf den Monatsmarktwert. Da Biogasanlagen ihre Nennleistung allerdings oft erst nach längerer Einfahrzeit erreichen, wird die Höchstbemessungsleistung bei jüngeren Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2011 in Betrieb genommen wurden, abweichend hiervon pauschalierend anhand der vor dem 1. August 2014 installierten Leistung der Anlagen ermittelt, um unbillige wirtschaftliche Nachteile für diese neueren Anlagen zu vermeiden. Der mit 10 Prozent auf die installierte Leistung bezogene Abschlag zur Bestimmung der Höchstbemessungsleistung für diese Anlagen geht von einer für einen kostendeckenden Anlagenbetrieb erforderlichen und allgemein üblichen Anlagenauslastung von 90 Prozent aus. Dies entspricht 7884 Vollaststunden im Jahr. Förderansprüche nach den §§ 27a oder 27b EEG 2012 sowie der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie sind von dieser Begrenzung der Förderung nicht betroffen.

Zu Absatz 2

Nummer 1 regelt die Beendigung der Vergütungserhöhung für Strom aus Biogasanlagen bei Einhaltung bestimmter Formaldehydgrenzwerte. Die Vergütungserhöhung wurde im Jahr 2009 eingeführt, um die Mehrkosten für die Emissionsminderung zu kompensieren. Die Einhaltung des Grenzwertes ist heute Stand der Technik. Vielfach wird der Grenzwert ohne zu-

sätzliche Investitionen eingehalten. Die gegebenenfalls getätigten Investitionen sind durch die erhöhte Einspeisevergütung nach spätestens 5 Jahren amortisiert. Der Wegfall der erhöhten Vergütung entlastet die EEG-Umlage in der Größenordnung von 100 Millionen Euro pro Jahr.

Nummer 2 regelt die Beschränkung des sogenannten „Landschaftspflegebonus“ nach dem EEG 2009 auf den überwiegenden Einsatz von „Landschaftspflegematerial“ im Sinne von Nummer 5 der Anlage 3 zur Biomasseverordnung in ihrer am 31. Juli 2014 geltenden Fassung. So wird klargestellt, dass insbesondere Marktfrüchte wie Mais, Raps oder Getreide nicht als „Pflanzen oder Pflanzenbestandteile, die im Rahmen der Landschaftspflege anfallen“, für den „Landschaftspflegebonus“ angerechnet werden. Diese Einsatzstoffe gelten bereits nach Nummer VI.2.c der Anlage 2 zum EEG 2009 nicht als Landschaftspflegematerial. Ungeachtet dessen ist in einigen Regionen eine Fehlentwicklung zu beobachten, die unter dem Schlagwort „Landschaftspflegemais“ bekannt geworden sind. Hierbei werden insbesondere landwirtschaftlich erzeugte Feldfrüchte als Landschaftspflegematerial zertifiziert, wodurch Anlagenbetreiber ungerechtfertigte erhöhte Vergütungserlöse zulasten der umlagepflichtigen Letztverbraucher generieren. Diese ungerechtfertigten erhöhten Vergütungserlöse können zusätzliche Differenzkosten zulasten der EEG-Umlage verursachen und sind deshalb zu unterbinden. Die Regelung dient insoweit lediglich der Klarstellung der bereits bislang geltenden Rechtslage und steuert dieser Fehlentwicklung entgegen.

In Nummer 3 erfolgt die redaktionelle Klarstellung, dass das Massenbilanzierungserfordernis nach § 27c Absatz 1 Nummer 2 EEG 2012 auch für Anlagen gilt, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen wurden.

Zu Absatz 3

Absatz 3 ordnet an, dass für Anlagen, die bereits vor dem 1. August 2014 die Flexibilitätsprämie nach § 33i in Verbindung mit Anlage 5 des EEG 2012 genutzt haben, die Flexibilitätsprämie in dieser Form auch nach dem Inkrafttreten dieses Gesetzes weiter genutzt werden kann. § 33i EEG 2012 und die Anlage 4 zum EEG 2012 bleiben für diese Anlagen folglich unter der Maßgabe des Absatzes 3 weiterhin anwendbar. Die Flexibilitätsprämie in der bisherigen Form erfährt durch Absatz 3 zwei Anpassungen: Zum einen wird klargestellt, dass die Flexibilitätsprämie nicht voraussetzt, dass der gesamte in der Anlage erzeugte Strom in die Marktprämie oder in sonstiger Weise direkt vermarktet werden muss. Vielmehr reicht es aus, dass für keinen Anteil des erzeugten Stroms eine Einspeisevergütung gezahlt wird (Nummer 1). Eine anteilige Eigenverwendung des in der Anlage erzeugten Stroms ist somit für den Anspruch auf die Flexibilitätsprämie unschädlich. Zum anderen wird klargestellt, dass es der Flexibilitätsprämie nicht entgegensteht, wenn der Anspruch auf Einspeisevergütung dem Grunde nach deshalb nicht bestehen würde, weil ein Fall des §§ 27 Absatz 3 oder 4,

27a Absatz 2 oder 27c Absatz 3 EEG 2012 vorliegt, d.h. weil die Anlage aufgrund ihrer installierten Leistung und ihres Inbetriebnahmejahres ohnehin zur Direktvermarktung verpflichtet wäre oder wegen eines Verstoßes gegen die Wärme- oder GÜllenutzungspflicht des § 27 Absatz 4 EEG 2012 keinen Anspruch auf Einspeisevergütung begründen würde. Der Anspruch auf die modifizierte Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG 2012 schließt nach Nummer 5 der Anlage 3 zu diesem Gesetz den Anspruch auf die Flexibilitätsprämie zur Flexibilisierung bestehender Anlagen nach § 52 aus.

Zu Absatz 4

Absatz 4 ordnet an, dass Anlagen, die unter dem EEG 2012 in Betrieb genommen wurden, auch nach dem Inkrafttreten dieses Gesetzes die BiomasseV in ihrer vor dem 1. August 2014 geltenden Fassung (BiomasseV 2012) anwendbar bleibt. Dies ist erforderlich, da Biomasseanlagen unter dem EEG 2012 unter anderem Anspruch auf eine einsatzstoffbezogene Vergütung nach § 96 Absatz 1 Nummer 4 EEG 2014 in Verbindung mit § 27 Absatz 2 EEG 2012 haben, deren Ausgestaltung in der BiomasseV 2012 geregelt war. Aufgrund der Streichung der einsatzstoffbezogenen Vergütung in diesem Gesetz werden die entsprechenden Regelungen in der BiomasseV mit Inkrafttreten dieses Gesetzes ebenfalls gestrichen.

Zu § 98 (Übergangsbestimmung zur Umstellung auf Ausschreibungen)

Die Ankündigung in § 2 Absatz 5 EEG 2014, die Höhe der finanziellen Förderung für Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas spätestens 2017 durch Ausschreibungen zu ermitteln, wirft für viele Investoren in erneuerbaren Energien die Frage auf, ob Projekte mit langen Planungszeiträumen noch eine Förderung erhalten können. Da die Regelung zur Ausschreibung der Förderhöhe erst in einem neuen Gesetzgebungsverfahren festgelegt wird, ist für die Investoren in Projekte mit langen Planungs- und Realisierungszeiträumen nicht kalkulierbar, ob sie einen Zuschlag im Rahmen der Ausschreibung und damit eine Förderung bekommen können. Um zu verhindern, dass es aufgrund dieser Planungs- und Investitionsunsicherheit zu einem Einbruch von Projektplanungen und damit des Zubaus insbesondere bei Erneuerbare-Energien-Projekten mit langen Planungszeiten (z.B. Windenergie an Land und Windenergie auf See) kommt, soll die Übergangsvorschrift des § 98 EEG 2014 den notwendigen Vertrauensschutz gewährleisten.

Nach § 98 erhalten die Betreiber von Anlagen, die nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz genehmigungsbedürftig sind oder für ihren Betrieb einer Zulassung nach einer anderen Bestimmung des Bundesrechts bedürfen und vor dem 1. Januar 2017 genehmigt oder zugelassen worden sind, Vertrauensschutz und können auch ohne Zuschlagserteilung im Rahmen der Ausschreibung noch bis Ende 2018 in Betrieb genommen werden und nach

diesem Gesetz eine Förderung in der Form einer Marktprämie nach den §§ 32 ff. oder ausnahmsweise in der Form einer Einspeisevergütung nach den §§ 35 ff. erhalten.

Bei Windenergieanlagen auf See kann reicht die Genehmigung nicht aus, Voraussetzung für die Förderung ist die Netzanbindungszusage, die deutlich später erfolgt. Aufgrund der langen Planungs- und Realisierungszeiträume von Windenergieanlagen auf See erhalten diese eine Förderung nach diesem Gesetz, wenn sie vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen worden sind und vor dem eine unbedingte Netzanschlusszusage oder eine Kapazitätsszusage erhalten haben.

Zu § 99 (Weitere Übergangsbestimmungen)

Zu Absatz 1

Absatz 1 setzt § 9 Absatz 1 Satz 2 rückwirkend in Kraft. Die Regelung entsprach ohnehin der Rechtspraxis. Allerdings hat das Landgerichts Berlin mit Urteil vom 14. März 2012 (Az. 22 O 352/11), bestätigt vom Kammergericht Berlin (23 U 71/12), in einem Fall entschieden, dass jede einzelne Anlage über eine eigene technische Einrichtung im Sinne des § 6 Absatz 1 Nummer 1 und 2 EEG 2012 verfügen müsse. Der Bundesgerichtshof hat sich sachlich mit dieser Frage noch nicht beschäftigt, aber in diesem Fall die Revision nicht zugelassen. Daher besteht derzeit in der Praxis hohe Rechtsunsicherheit, zumal die bisherigen Anforderungen zu den Systemdienstleistungen am Netzverknüpfungspunkt erbracht werden mussten. Da es für die Netzbetreiber aber ausreichend ist und in der Regel auch nur gefordert wird, dass sie über eine gemeinsame technische Einrichtung am Netzverknüpfungspunkt die Anlagen regeln und die Einspeiseleistung insgesamt abrufen können müssen, wird durch § 9 Absatz 1 Satz 2 klargestellt, dass auch in diesem Fall die Voraussetzungen des § 9 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 und 2 erfüllt sind. Auch für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie mit einer installierten Leistung unterhalb von 100 kW, die nach § 6 Absatz 2 Nummer 1 oder Nummer 2 Buchstabe a EEG 2012 mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung ausgestattet werden musste, ist die Pflicht erfüllt, wenn sie eine technische Einrichtung nach § 9 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 vorgehalten haben. Um die Rechtsunsicherheit in der Vergangenheit zu beseitigen und auch Auseinandersetzungen über Rückforderungsansprüche für die Vergangenheit zu vermeiden, wird diese Regelung über § 99 Absatz 1 auch auf Bestandsanlagen erstreckt und gilt auch rückwirkend. Ausgenommen hierfür sind alle Rechtsstreitigkeiten zwischen Anlagenbetreibern und Netzbetreiber, die bis zum Tag des Kabinettsstermins für diesen Gesetzentwurf (8. März 2014) anhängig waren oder rechtskräftig entschieden worden sind, soweit die Rechts-

frage des § 6 Absatz 1 bzw. Absatz 2 Nummer 1 oder Nummer 2 Buchstabe b EEG 2012 streitentscheidend für das Urteil in dem entsprechenden Rechtsstreit war.

Hierbei handelt es sich für die Anlagenbetreiber um eine begünstigende rückwirkende Regelung. Auch für die Netzbetreiber ist die Regelung des § 98 Absatz 1 keine belastende rückwirkende Regelung, da die Netzbetreiber zwar die Anspruchsverpflichteten sind, aber einen Anspruch auf Rückerstattung der Kosten haben und somit keine finanziellen Einbußen durch die Regelung erleiden. Es kann daher allenfalls ein rückwirkender Eingriff in die Rechte der Elektrizitätsversorgungsunternehmen in Betracht kommen. Dieser Eingriff ist aber aufgrund der unerheblichen finanziellen Auswirkungen für die einzelnen Elektrizitätsversorgungsunternehmen zulässig. Denn eine mögliche finanzielle Zusatzbelastung durch die Regelung auf die von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu zahlende EEG-Umlage ist – auch bezogen auf die gesamte von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu tragende EEG-Umlage – vernachlässigbar gering und überschreitet nicht die den verfassungsrechtlichen Bagatellvorbehalt, da die Anzahl der Fälle sehr begrenzt war, in denen die Angelegenheit konkret streitig war.

Zu Absatz 2

Mit der Übergangsvorschrift in Absatz 2 zu dem sogenannten „Grünstromprivileg“ wird Rechtssicherheit für Anlagenbetreiber sowie Elektrizitätsversorgungsunternehmen hergestellt, die sich zu Beginn des Jahres 2014 noch für die Nutzung des Grünstromprivileg entschieden haben. Nach Absatz 2 werden aufgrund des lediglich siebenmonatigen Rumpfzeitraums, während dessen das Grünstromprivileg im Jahr 2014 noch genutzt werden darf, die Portfolioanforderungen an den geforderten Stromanteils aus erneuerbaren Energien auf den Strom beschränkt, der in diesem siebenmonatigen Rumpfzeitraum an die von dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen versorgten Letztverbraucher geliefert wird. Zudem wird die Zahl der Kalendermonate, in denen der Strom die Portfolioanforderungen mindestens erfüllen muss, auf vier Monate während des Rumpfzeitraums vom 1. Januar 2014 bis zum 31. Juli 2014 beschränkt. Die für die vorangegangenen Kalenderjahre zudem zu berücksichtigende Lastgangbegrenzung der anrechnungsfähigen Strommengen auf maximal 100 Prozent des tatsächlichen aggregierten viertelstündlichen Bedarfs der belieferten Letztverbraucher entfällt zudem für den siebenmonatigen Rumpfzeitraum im Jahr 2014. Die Übertragungsnetzbetreiber haben die modifizierten Anforderungen an die Nutzung des Grünstromprivileg für den verkürzten Zeitraum vom 1. Januar 2014 bis zum 31. Juli 2014 bei der Abrechnung der EEG-Umlage für das Jahr 2014 gegenüber den privilegierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu berücksichtigen.

Zu Absatz 3

Absatz 3 stellt klar, dass bei der Bearbeitung aller Anträge auf Begrenzung für das Jahr 2015, die bei Inkrafttreten des EEG 2014 noch nicht beschieden sind, mit Inkrafttreten des EEG 2014 die geänderten Vorschriften der §§ 60 bis 65 - mit Ausnahme des § 61 Absatz 1 Nummer 2 und Absatz 5 Satz 2 - ausschließlich zur Anwendung kommen. Statt des § 61 Absatz 1 Nummer 2 findet im Antragsjahr noch die bisherige Vorschrift des § 41 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2012 Anwendung: Unternehmen mit einem Stromverbrauch über 10 GWh müssen eine Zertifizierung nachweisen, mit der der Energieverbrauch und die Potenziale zur Verminderung des Energieverbrauchs erhoben und bewertet worden sind. § 61 Absatz 5 Satz findet im Antragsjahr 2014 noch keine Anwendung, um den antragstellenden Unternehmen ausreichend Zeit zu geben, an allen Entnahmepunkten und Eigenversorgungsanlagen Stromzähler zu installieren.

Anträge können nicht mehr auf Grund des EEG 2012 beschieden werden. Nur Anträge, die die Voraussetzungen der §§ 60 bis 65, die die Vorschriften der §§ 40 bis 44 EEG 2012 ändern, erfüllen, wird das BAFA positiv bescheiden. Mit dem vorliegenden Gesetzgebungsvorhaben können sich alle Akteure bereits vor dem 30. Juni 2014 auf den Ablauf und die geltenden Voraussetzungen in 2014 einstellen. Die Antragsfrist wird einmalig bis zum 30. September 2104 verlängert, so dass die Betroffenen ausreichend Zeit haben, Anträge nach den neuen Voraussetzungen für die Begrenzung im Jahr 2015 zu stellen.

Zu Absatz 4

Die Neuregelung des § 62 schafft ein neues Regime der Begünstigung für Schienenbahnen in der Besonderen Ausgleichsregelung. Dieses Regime soll möglichst schnell umfassende Geltung erlangen. Deswegen soll es für bislang nicht begünstigte Schienenbahnen bereits für die zweite Jahreshälfte 2014 greifen. Dazu ermöglicht die Regelung in Absatz 4 den nach dem neuen Regime zusätzlich antragsberechtigten Schienenbahnen eine nachträgliche Antragsstellung für eine Begrenzung in der zweiten Jahreshälfte 2014. Begrenzungsbescheide, die das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle im Antragsverfahren 2013 für das Begrenzungsjahr 2014 nach altem Regime erlassen hat, werden dadurch nicht in ihrer Wirksamkeit oder Reichweite berührt. So entsteht ein gleitender Übergang vom alten zum neuen Regime. Dieses gilt dann nach den neuen §§ 60 bis 65 ab dem Begrenzungsjahr 2015 einheitlich für alle Schienenbahnen.

Zu Absatz 5

In der Vergangenheit wurde in eigens für die Versorgung von Schienenbahnen betriebenen Kraftwerken erzeugter und direkt in das Bahnstromnetz eingespeister Strom, sogenannter Bahnkraftwerksstrom, teilweise als nicht mit EEG-Umlage belastet angesehen. Nach der

Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs zur Behandlung von Strommengen, die außerhalb eines Netzes der allgemeinen Versorgung erzeugt und an Letztverbraucher geliefert werden (BGH, Urteil vom 09.12.2009, VIII ZR 35/09), sowie zu Strommengen, die in ein Netz geliefert werden, das in der Regelverantwortung eines ausländischen Übertragungsnetzbetreibers liegt (BGH, Urteil vom 15.06.2011, VIII ZR 308/09), ist mittlerweile eindeutig geklärt, dass der Bahnkraftwerksstrom in den Ausgleichsmechanismus einbezogen ist, auch wenn er nicht der Regelverantwortung eines Übertragungsnetzbetreibers unterliegt. Eine vollumfängliche nachträgliche Geltendmachung der EEG-Umlage für den Bahnkraftwerksstrom würde die letztverbrauchenden Schienenbahnen jedoch wirtschaftlich erheblich belasten. Aufgrund der Rechtsunsicherheit, die bezüglich der Behandlung des Bahnkraftwerksstroms zeitweilig bestand, ist bis zur vollumfänglichen Einbeziehung eine Übergangszeit einzuräumen.

Die Höhe der nachzuzahlenden EEG-Umlage wird daher mit Satz 1 begrenzt, und zwar auf den Betrag, auf den das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle die Umlage für nach der Besonderen Ausgleichsregelung begünstigte Schienenbahnen bisher begrenzt hat. Begrenzungsbescheide des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle für die Jahre 2009 bis 2013 betreffend den aus dem öffentlichen Netz bezogenen Strom bleiben hiervon unberührt. Die darin angegebenen Selbstbehalte sind nicht nachträglich auf den Bahnkraftwerksstrom zu beziehen.

Es handelt sich für die Schienenbahnen um eine begünstigende rückwirkende Regelung. Die bisherigen Umlageberechnungen haben die Bahnkraftwerkstrommengen außen vor gelassen, so dass sich die Beträge, die die übrigen Stromverbraucher in der Vergangenheit bereits gezahlt haben, durch die Regelung nicht ändern. Für die übrigen Stromverbraucher könnte die Regelung zwar nachteilige Wirkungen für die Zukunft entfalten, wenn in geringerem Maße Rückflüsse auf das EEG-Konto erfolgen würden als ohne die Begrenzung nach Satz 1. Allerdings kann aufgrund der bis zur Regelung bestehenden Rechtsunsicherheit nicht festgestellt werden, wann ohne die Regelung in welcher Höhe tatsächlich Nachzahlungen für die Bahnkraftwerkstrommengen erfolgt wären und in welchem Maße diese zur Verringerung der künftigen Umlagezahlungen der sonstigen Stromverbraucher geführt hätte. Mit den Nachzahlungen, die unter Berücksichtigung der Begrenzung für den Bahnkraftwerksstrom nach Satz 1 noch zu leisten sind, fließen dem EEG-Konto rund 30 Mio. Euro zu, nach Satz 2 gestreckt über einen gewissen Zeitraum. Zudem ist zu beachten, dass ab dem Jahr 2014 der Bahnkraftwerkstrom mit der Umlage belastet wird, und zwar mit dem im Vergleich zu bisher nach § 62 erhöhten Beitrag der begünstigten Schienenbahnen. Von den begünstigten Schienenbahnen werden also künftig mehr Einnahmen für das EEG-Konto generiert, was sich für die übrigen Stromverbraucher günstig auswirkt.

Nach Satz 2 wird die Fälligkeit der nach Satz 1 begrenzten Zahlungsansprüche zeitlich gestreckt. So werden die aus der Regelung resultierenden Einnahmen für das EEG-Konto verstreut.

Satz 3 regelt die Verpflichtung zur Vorlage der Endabrechnungen für den gelieferten Bahnkraftwerksstrom. Diese sind unverzüglich, d.h. ohne schuldhaftes Zögern, dem Übertragungsnetzbetreiber vorzulegen.

Satz 4 legt fest, dass auch Zahlungen für 2009 gelieferten Bahnkraftwerksstrom über die sog. EEG-Konten der Übertragungsnetzbetreiber abzuwickeln sind, obwohl die Ausgleichsmechanismusverordnung Zahlungen für 2009 mit einer Übergangsbestimmung ursprünglich von der Abwicklung über das EEG-Konto ausgenommen hatte.

Satz 5 schließt Ansprüche der Übertragungsnetzbetreiber für vor dem 1. Januar 2009 gelieferten Bahnkraftwerksstrom aus. Damit wird die Frage, ob dieser Strom unter Geltung der vor diesem Zeitpunkt geltenden sog. physischen Wälzung in den bundesweiten Ausgleichsmechanismus einzubeziehen war, zwar nicht nachträglich gesetzlich geklärt. Es wird gleichwohl Sicherheit hergestellt, dass mögliche Nachzahlungsansprüche bezüglich des unter Geltung der alten Rechtslage gelieferten Bahnkraftwerksstroms nicht mehr geltend gemacht werden können.

Zu den Anlagen

Zu Anlage 1 (Höhe der Marktprämie)

Anlage 1, die Anlage 4 EEG 2012 weiterentwickelt und vereinfacht, regelt die Berechnungsweise der Marktprämie sowie Veröffentlichungspflichten der Übertragungsnetzbetreiber.

Zu Nummer 1

Nummer 1 enthält Definitionen und die Formel zur Berechnung der Marktprämie. Im Vergleich zu Anlage 4 Nummer 1.1 EEG 2012 wurden in Nummer 1.1 die Definitionen für „P_M“ und „RW“ gestrichen, da die Managementprämie unter dem EEG 2014 nicht mehr gesondert ausgewiesen, sondern in ihrer Funktion als Kompensation für die mit der Direktvermarktung verbundenen Kosten in den anzulegenden Werten nach §§ 38 bis 53 bereits implizit enthalten ist. Die Abkürzung für den anzulegende Wert lautet nun „AW“, da mit der Systemumstellung auf die Direktvermarktung als Regelfall nun der anzulegende Wert die Ausgangsbasis für die Ermittlung der Förderhöhe bildet und nicht mehr die Höhe der Einspeisevergütung, wie noch unter dem EEG 2012, unter dem der anzulegende Wert mit „EV“ abgekürzt wurde.

Aufgrund der Integration der Managementprämie in den anzulegenden Wert ist auch die Berechnung der Marktprämie entsprechend vereinfacht. Die Marktprämie entspricht nunmehr nach Nummer 1.2 Satz 1 der Differenz zwischen dem jeweiligen anzulegendem Wert und dem energieträgerspezifischen Monatsmarktwert. Nummer 1.2 Satz 2 ist identisch mit der Vorgängerregelung im EEG 2012. Die Bundesregierung prüft derzeit, ob für die Marktprämie auch ein negativer Wert zugelassen werden sollte, der z.B. eine Zahlungspflicht der Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber begründen könnte. Ein negativer Wert der Marktprämie ist in Situationen denkbar, in denen der anzulegende Wert kleiner ist als der jeweilige Monatsmarktwert. Bei einem positiven Ergebnis dieser Prüfung wird die Bundesregierung einen entsprechenden Änderungsvorschlag vorlegen.

Zu Nummer 2

Nummer 2 regelt, wie die Monatsmarktwerte für die jeweiligen Energieträger zu berechnen sind. Da die Werte der Stundenkontrakte in den unterschiedlichen an der EPEX Spot gehandelten Preiszonen voneinander abweichen können, wird klargestellt, dass für die Berechnung der Monatsmarktwerte jeweils auf die Werte der Stundenkontrakte in der Preiszone Deutschland/Österreich abzustellen ist. Nummer 2.1, in der die Berechnung des Monatsmarktwerts MW_{EPEX} für Strom aus den steuerbaren Energieträgern Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie geregelt ist, entspricht der Vorgängerregelung in Anlage 4 Nummer 2.1.1 EEG 2012. Nummer 2.2, in der die Berechnung des Monatsmarktwerts jeweils für Strom aus den fluktuierenden Energieträgern Windenergie an Land, Windenergie auf See und solare Strahlungsenergie geregelt ist, entspricht im Wesentlichen den Vorgängerregelungen in Anlage 4 Ziffer 2.2 bis 2.4 EEG 2012. Allerdings wird bei der Ermittlung des Monatsmarktwerts für den jeweiligen fluktuierenden Energieträger nunmehr ausschließlich auf die Online-Hochrechnung des erzeugten Stroms nach Nummer 3.1 abgestellt, da in der Vergangenheit die Daten zum tatsächlich erzeugten Strom oft erst mit erheblichem Zeitverzug verfügbar waren und in der Praxis daher auch bisher schon häufig auf die Online-Hochrechnung zurückgegriffen wird.

Zu Nummer 3

Nummer 3 regelt Veröffentlichungspflichten für Daten, die zur Berechnung der Monatsmarktwerte erforderlich sind, und für die Monatsmarktwerte selbst. Aufgrund der Umstellung auf ausschließliche Online-Rechnung der relevanten Stromerzeugung, der Integration der Managementprämie in die anzulegenden Werte und der Streichung des Marktintegrationsmodells nach § 33 EEG 2012 wurde die Liste der zu veröffentlichenden Daten im Vergleich zu Anlage 4 Nummer 3 EEG 2012 gekürzt. Die Online-Hochrechnung der Menge des tatsächlich erzeugten Stroms berücksichtigt keine Abregelungen der Anlagen: Strommengen, die nur aufgrund einer ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung durch den Netz-

betreiber oder den Direktvermarkter nicht erzeugt worden sind, werden daher von der Online-Hochrechnung dennoch miterfasst.

Zu Anlage 2 (Referenzertrag)

Anlage 2 entspricht nahezu vollständig Anlage 3 zum EEG 2012. Allerdings war Nummer 8 Satz 2 bisher fehlerhaft formuliert. Da temporäre Leistungsreduzierungen nach § 11 EEG entschädigt werden (§ 12 EEG), sollen solche Reduzierungen nicht zu einer Verlängerung der Anfangsförderung führen. Um dies zu erreichen, müssen sie bei der Anwendung des Referenzertrages berücksichtigt werden, was nunmehr klargestellt wird.

Zu Anlage 3

Anlage 3 regelt die weiteren Anspruchsvoraussetzungen und Berechnungsmethodik des Anspruch auf die Flexibilitätsprämie für bestehende Anlagen nach § 52.

Zu Nummer 1

Nummer 1 Buchstabe a legt dabei als Fördervoraussetzung fest, dass der gesamte in der Anlage erzeugte Strom abzüglich des ggf. selbst verbrauchten Stroms direkt vermarktet werden muss. Bei der Festsetzung der Bemessungsleistung ist auf den gesamten in der Anlage erzeugten Strom abzustellen.

Ein Anspruch auf die Flexibilitätsprämie besteht nach Nummer 1 Buchstabe b nur, sofern und solange die Stromerzeugung auf mindestens das 0,5-fache (Doppelbuchstabe aa) und höchstens das 0,7-fache (Doppelbuchstabe bb) der bisherigen Höchstbemessungsleistung der Anlage abgesenkt wird. Die untere Grenze vermeidet unnötige Kosten durch ein Missverhältnis von geringer Biogaserzeugung und großer Stromerzeugungskapazität, die obere Grenze vermeidet eine Überförderung von ggf. bereits bestehender freier und ungenutzter Stromerzeugungskapazität bei Biogasbestandsanlagen.

Nummer 1 Buchstabe c dient der Einhaltung der Meldepflichten an das Anlagenregister.

Nach Nummer 1 Buchstabe d ist die vorherige Eignungsprüfung der Anlage durch Umweltgutachter künftig nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik durchzuführen. Die zu erfüllenden Mindestanforderungen für eine flexible und bedarfsgerechte Stromerzeugung aus Biogas können sich z.B. aus der Leitlinie des Umweltgutachterausschusses zu den Aufgaben des Umweltgutachters nach der EMAS-Verordnung (UGA-Aufgabenleitlinie) ergeben.

Die in Nummer 1 Satz 2 definierte Höchstbemessungsleistung ist die höchste Bemessungsleistung der Anlage in einem Kalenderjahr seit dem Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme. Rumpfjahre bzw. die bei unterjähriger Inbetriebnahme rechnerisch ermittelte Bemessungsleistung bleiben bei der Festsetzung der Höchstbemessungsleistung unberücksichtigt. Die Höchstbemessungsleistung ist die geeignete Bemessungsgrundlage zur Bestimmung der durch Absenkung der Stromerzeugung aus Biogas erreichbaren Flexibilität. Indem die Flexibilisierung an der Differenz zwischen der Höchstbemessungsleistung und der im jeweiligen Kalenderjahr erreichten Bemessungsleistung festgemacht wird, lassen sich Mitnahmeeffekte bei Anlagen mit geringer Jahresvollaststundenzahl vermeiden. Bereits bestehende flexible Kapazitäten werden so bei der Berechnung der Flexibilitätsprämie nicht berücksichtigt. Biogasanlagen erreichen ihre Nennleistung allerdings oft erst nach längerer Einfahrzeit. Die Höchstbemessungsleistung wird daher bei jüngeren Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2011 in Betrieb genommen wurden, nach Nummer 1 Satz 3 pauschalierend ermittelt, um unbillige wirtschaftliche Nachteile zu vermeiden. Der mit 10 Prozent vor dem 1. August 2014 auf die installierte Leistung bezogene Abschlag zur Bestimmung der Höchstbemessungsleistung für diese Anlagen geht von einer für einen kostendeckenden Anlagenbetrieb erforderlichen und allgemein üblichen Anlagenauslastung von 90 Prozent aus. Dies entspricht 7884 Vollaststunden im Jahr.

Zu Nummer 2

Nummer 2 regelt eine Meldepflicht des Anlagenbetreibers an den Netzbetreiber.

Zu Nummer 3

Nummer 3 legt fest, dass die Flexibilitätsprämie bis zum Ende der gesetzlichen Förderdauer der Anlage in Anspruch genommen werden kann. Der Grund hierfür ist, dass Anlagenbetreiber mit Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie dauerhaft und bis zum Ende der Förderdauer die bislang höchste erreichte Stromerzeugung um mindestens 30 und bis zu 50 Prozent gegenüber der Höchstbemessungsleistung absenken sollen. Ab der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie und bis zum Förderende der Anlage verringern sich die Einnahmen aus der geringeren Strom- und Wärmeerzeugung. Dies gilt in gleicher Weise für gleichzeitig anfallende Mehrkosten durch die Anlagenflexibilisierung. Nummer 3 Satz 4 führt dazu, dass sich Anlagenbetreiber nur einmalig für die neue Flexibilitätsprämie entscheiden können, da eine spätere dauerhafte Wiederanhebung der Stromerzeugung über die Grenze von 70 Prozent der höchsten zuvor erreichten Bemessungsleistung der Anlage für die Zukunft wirtschaftlich ausgeschlossen ist. Mit der Vorschrift sollen die Kosten der Stromerzeugung aus Biogas dauerhaft reduziert und soll gleichzeitig ein dauerhafter Anreiz zur flexibleren Fahrweise von Biogasanlagen erreicht werden. Verstöße haben einen Rückfall des Förderanspruchs auf den Monatsmarktwert „ MW_{EPEX} “ zur Folge.

Zu Nummer 4

Nummer 4 legt die Berechnungsformel und die hierzu heranzuziehenden Parameter zur Bestimmung der Flexibilitätsprämie fest. Dies entspricht grundsätzlich Anlage 5 zum EEG 2012.

Zu Nummer 5

Nummer 5 schließt eine Doppelförderung durch Inanspruchnahme beider Flexibilitätsprämien (nach § 52 EEG 2014 einerseits und nach § 97 Absatz 3 in Verbindung mit § 33i EEG 2012 andererseits) aus. Anlagenbetreiber, die bereits die Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG 2012 in Anspruch genommen haben, sind daher von einer Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie nach § 52 EEG 2014 ausgeschlossen.

Zu Anlage 4

[Begründung wird nachgetragen, sobald die finale Fassung der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien vorliegt]

Zu Artikel 2 (Änderungen des EnWG)

Die Änderungen des EnWG sind zum Teil der Einführung der Mengensteuerung für Windenergie auf See sowie der Schaffung einer Verordnungsermächtigung für ein Gesamtanlagenregister geschuldet; andere Änderungen sind redaktionelle Folgeänderung zu den Änderungen des EEG in Artikel 1.

Zu Nummer 1 (§ 3 Nummer 18b EnWG)

Die Änderung ist eine redaktionelle Folgeänderung der Neunummerierung des EEG. Der Begriff der erneuerbaren Energien wird in Übereinstimmung mit § 5 Nummer 14 EEG 2014 (§ 3 Nr. 3 EEG 2012) definiert.

Zu Nummer 2 (§ 12f EnWG)

Die Änderung in § 12f erfolgt auf Grund der geänderten Ressortzuständigkeit.

Zu Nummer 3 (§ 17d EnWG)

Die Änderungen in § 17d EnWG dienen in erster Linie einer verbindlichen Mengensteuerung des Ausbaus von Windenergieanlagen auf See. Darüber hinaus ergeben sich einige redaktionelle Änderungen durch die Änderungen der Begrifflichkeiten im EEG da der Begriff Offshore-Anlagen überall durch den Begriff der Windenergieanlage auf See ersetzt wird.

Neu eingefügt wurden die Absätze 3 bis 5.

Zu den Absätzen 3 bis 5

Mit dem neuen Absatz 3 wird eine Mengensteuerung für den Ausbau von Windenergieanlagen auf See eingeführt. Diese setzt an der Zuweisung von Anbindungskapazität durch die Bundesnetzagentur an und begrenzt die zuweisbare Anbindungskapazität auf 6,5 Gigawatt bis 2020 und danach jährlich maximal 800 Megawatt. Die Zuweisung von Anbindungskapazität soll durch die Regulierungsbehörde im Benehmen mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie in einem objektiven, transparenten und diskriminierungsfreien Kapazitätszuweisungsverfahren erfolgen. Ein Kapazitätszuweisungsverfahren für eine Anbindungsleitung ist möglich, sobald der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber die jeweilige Anbindungsleitung beauftragt hat. In Satz 4 wird klargestellt, dass die Regulierungsbehörde die Kapazitätszuweisung mit Nebenbestimmungen versehen kann. In Betracht kommen dabei insbesondere der Vorbehalt des Widerrufs und eine Befristung, wonach eine Kapazität erst ab einem bestimmten Zeitpunkt in Anspruch genommen werden kann. Mit einer derartigen Befristung ist es der Regulierungsbehörde grundsätzlich möglich, bereits vor dem 31. Dezember 2020 Kapazitäten für den Zeitraum ab 2021 zuzuweisen.

Absatz 4 sieht ausdrücklich vor, dass die Kapazitätszuweisung auch in einem Versteigerungsverfahren erfolgen kann. Dies kommt insbesondere in Betracht, wenn die Nachfrage nach Anschlusskapazität die nach Absatz 3 Sätze 2 und 3 höchstens zuweisbare Anschlusskapazität übersteigt oder wenn die Nachfrage durch Betreiber von Windenergieanlagen auf See die verfügbare Anschlusskapazität auf einer Anbindungsleitung für dieses Cluster übersteigt. Die Regulierungsbehörde kann im Einvernehmen mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie im Wege der Festlegung ein anderes Kapazitätszuweisungsverfahren vorsehen. Erfolgt die Kapazitätszuweisung im Wege eines Versteigerungsverfahrens, hat der Versteigerung ein Zulassungsverfahren voranzugehen, in dem die Betreiber einer Windenergieanlage auf See der Regulierungsbehörde die Mindestvoraussetzungen für die Teilnahme am Versteigerungsverfahren nachzuweisen haben. Erbringen die Betreiber einer Windenergieanlage auf See im Zulassungsverfahren diesen Nachweis nicht, so sind sie vom nachfolgenden Versteigerungsverfahren auszuschließen. Die Erlöse des Versteigerungsver-

fahrens oder eines anderen Zuweisungsverfahrens sind kostenmindernd im Rahmen der bundesweiten Wälzung der Anbindungskosten nach Absatz 6 Satz 1 zu berücksichtigen.

Die Regelung in Absatz 5 dient einem geordneten und effizienten Ausbau der Windenergie auf See. Im öffentlichen Interesse ist eine effektive Nutzung und Auslastung von Netzanbindungskapazitäten anzustreben. Daher wird die Regulierungsbehörde ermächtigt, im Benehmen mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie die einem Betreiber einer Windenergieanlage auf See über eine unbedingte Netzanbindungszusage oder eine durch Zuweisung nach Absatz 3 zugewiesene Kapazität auf eine andere Anbindungsleitung zu verlagern. Die Regulierungsbehörde kann die zu Ordnungszwecken für die Kapazitätsverlagerung benötigte Kapazität von dem allgemeinen Zuweisungsverfahren ausnehmen. Vor einer Kapazitätsverlagerung sind die Betroffenen anzuhören. Ein Anspruch auf Kapazitätsverlagerung besteht nicht.

Zu Absatz 6

In Satz 1 wird eine Folgeänderung zur Regelung des Kapazitätszuweisungsverfahrens und des Kapazitätsverlagerungsverfahrens in den Absätzen 3 bis 5 vorgenommen. Damit wird klargestellt, dass ein Betreiber einer Windenergieanlage auf See erst ab dem Zeitpunkt, ab dem eine Kapazität zugewiesen wird, frühestens jedoch ab dem verbindlichen Fertigstellungstermin der Netzanbindungsleitung, einen Anspruch auf Netzanbindung hat.

Satz 2 entspricht dem bisherigen Absatz 3 Satz 2 und vollzieht lediglich die Neunummerierung im EEG 2014 nach. § 12 EEG 2014 entspricht dabei § 9 EEG 2012, die §§ 14 und 15 EEG 2014 entsprechen den bisherigen §§ 11 und 12 EEG 2012.

Mit der Änderung in Satz 3 wird das „use it or lose it“ Prinzip verschärft. Die Regulierungsbehörde soll grundsätzlich eine Kapazität entziehen, wenn der Betreiber einer Windenergieanlage auf See nicht bis zu den gesetzlich geregelten Stichtagen die geforderten Handlungen erbracht hat. Soweit die entzogene Kapazität nicht für eine Kapazitätsverlagerung nach Absatz 5 benötigt wird, ist diese im Wege des allgemeinen Zuweisungsverfahrens nach Absatz 3 Satz 1 neu zu vergeben, wobei die neue Kapazitätszuweisung auch auf anderen Anbindungsleitungen erfolgen kann. Neu eingeführt wird die Verpflichtung, eine Kapazitätsentziehung bereits 24 Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin vorzunehmen, soweit der Betreiber einer Windenergieanlage auf See bis zu diesem Zeitpunkt gegenüber der Regulierungsbehörde keinen Nachweis über eine bestehende Finanzierung erbracht hat.

In Satz 4 werden die Anforderungen an den Nachweis über eine bestehende Finanzierung näher geregelt. Danach hat der Betreiber einer Windenergieanlage auf See verbindliche Verträge über die Bestellung der wesentlichen Komponenten für die Errichtung der Windenergieanlage auf See vorzulegen. Von einer Verbindlichkeit der Verträge ist nicht auszugehen,

wenn diese eine aufschiebende Bedingung oder ein Rücktrittsrecht enthalten, die sich auf eine finale Investitionsentscheidung des Betreibers einer Windenergieanlage auf See bezieht. In begründeten Ausnahmefällen wie höherer Gewalt oder lediglich geringer Terminüberschreitung kann die Bundesnetzagentur im Einzelfall von einer Kapazitätsentziehung absehen.

Zu Absatz 7

Mit der Regelung in Absatz 7 wird die Festlegungskompetenz zur Regelung des Verfahrens zur Zuweisung, Verlagerung oder Entziehung von Anbindungskapazität näher konkretisiert. Das Versteigerungsverfahren stellt einen Unterfall des Zuweisungsverfahrens dar und wird nur aus Klarstellungsgründen ausdrücklich erwähnt.

Zu Nummer 4 (§ 17e EnWG)

Zu Buchstabe a

Die Änderungen stellen redaktionelle Folgeänderung zur Umbenennung der Offshore-Anlage in Windenergieanlage auf See sowie der Neunummerierung des EEG 2012 dar. § 19 EEG 2014 entspricht dabei dem bisherigen § 16 EEG 2012 und § 48 EEG 2014 entspricht dabei dem bisherigen § 31 EEG 2012.

Zu Buchstabe b

Die Änderungen des Absatzes 2 durch Doppelbuchstabe aa und bb stellen redaktionelle Folgeänderung zur Umbenennung der Offshore-Anlage in Windenergieanlage auf See dar. Der durch Doppelbuchstabe cc angefügte Satz 7 stellt klar, dass dem Betreiber einer Windenergieanlage auf See vor dem Zeitpunkt, ab dem ihm eine Netzanschlusskapazität zugewiesen ist, kein Anspruch auf Entschädigung nach Absatz 2 zusteht.

Zu Buchstaben c und d

Die Änderungen stellen redaktionelle Folgeänderung zur Umbenennung der Offshore-Anlage in Windenergieanlage auf See dar.

Zu Nummer 5 (§ 17i EnWG)

Zu Buchstabe a

Die Änderung erfolgt auf Grund der geänderten Ressortzuständigkeit.

Zu Buchstabe d

Die Änderungen stellen redaktionelle Folgeänderung zur Umbenennung der Offshore-Anlage in Windenergieanlage auf See dar.

Zu Nummer 6 (§ 17j EnWG)

Die Änderung erfolgt auf Grund der geänderten Ressortzuständigkeit.

Zu Nummer 7 (§ 43 Satz 1 Nummer 3 EnWG)

Nummer 3 enthält eine redaktionelle Folgeänderung zu der Umbenennung der Offshore-Anlage in Windenergieanlage auf See und der Neunummerierung des EEG 2012. § 5 Nummer 35 EEG 2014 entspricht dabei dem bisherigen § 3 Nummer 9 EEG 2012.

Zu Nummer 8 (§ 49 EnWG)

Die Änderungen in § 49 erfolgen auf Grund der geänderten Ressortzuständigkeit.

Zu Nummer 9 (§ 53b EnWG)

§ 53b wird neu eingefügt. Hierin wird eine Ermächtigungsgrundlage für ein Gesamtanlagenregister geschaffen. Zur besseren Beurteilung der Versorgungssicherheit, zur Bereinigung bestehender Meldepflichten sowie Unterstützung des Monitorings zur Versorgungssicherheit soll das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie durch Rechtsverordnung ein umfassendes Register einführen können, in dem sämtliche Erzeugungsanlagen, Speicher, systemrelevante Verbrauchseinrichtungen sowie deren Anschlussnetzbetreiber und Bilanzkreisverantwortliche erfasst werden. Neben den relevanten Einrichtungen aus dem Bereich der Stromversorgung können auch Gasnetzbetreiber, Gasspeicher und Gaslieferanten erfasst werden, da auch die Gasversorgung einen wichtigen Teil zur Versorgungssicherheit beiträgt.

Die Einführung eines Registers, in welchem sämtliche Erzeugungsanlagen, Speicher und regelbare Lasten erfasst werden sollen, wird seit längerer Zeit von den im Energiebereich tätigen Akteuren gefordert, zuletzt im Rahmen der Anhörung der Länder und Verbände zur Anlagenregisterverordnung nach § 90 EEG 2014. Die Erfassung der Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien nach der Anlagenregisterverordnung wird insoweit nur als ein erster notwendiger Zwischenschritt auf dem Weg zu einem umfassenden Anlagenregister gesehen.

Die Regelungen in § 6 Absatz 3 sowie § 90 Nummer 13 EEG 2014 greifen dies auf, indem sie die Übertragung des EEG-Anlagenregisters auf ein Gesamtanlagenregister nach § 51 Absatz 3 EnWG ermöglichen.

Die nach geltendem Recht bestehenden Meldepflichten der Energiewirtschaft genügen den Anforderungen des im Zuge der Energiewende komplexer werdenden Energieversorgungssystems nicht mehr. Zugleich führt die Vielzahl von Registern, Meldepflichten und Datenerhebungen mit sich häufig überschneidenden Abfragen zu erheblichen Ineffizienzen und hohem bürokratischem Aufwand für die Marktakteure und die zuständigen öffentlichen Stellen. Dank der neuen Ermächtigungsgrundlage können somit einerseits Erhebungslücken geschlossen werden. Andererseits soll das Gesamtanlagenregister auch zum Abbau von Doppelstrukturen und ineffizienten Meldepflichten führen. Die so zu verbessernde Datenlage kann damit die Berechnungen zur Gewährleistung der Systemstabilität auf neue Grundlagen stellen und zugleich den Aufwand aller Beteiligten reduzieren.

Zu Nummer 1

Nummer 1 listet die einzelnen Verpflichteten auf, deren Daten in dem neuen Register erhoben werden können. Anlagen zur Erzeugung von Energie sind sowohl konventionelle als auch Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Beide tragen zur Versorgungssicherheit bei, so dass die gemeinsame Erfassung notwendig ist. Gleiches gilt für die Speicher elektrischer Energie. Genehmigungen dieser Anlagen können erfasst werden, um den Zubau messen zu können. Eine frühzeitige Erhebung, d.h. bereits bei Vorliegen der erforderlichen Genehmigung zum Bau einer Anlage, versetzt die Netzbetreiber in die Lage, rechtzeitig ihr Netz zu ertüchtigen, um einen reibungslosen Anschluss fertigstellen zu können. Steuerbare Verbrauchseinrichtungen sollen erfasst werden, weil ihre Ansteuerbarkeit der Netzstabilität Nutzen bringt. Gerade vorgelagerte Netzbetreiber bedürfen dieser Informationen, um den Netzbetrieb stabil zu halten. Das Potential wird hier im Wege einer zunehmend fluktuierenden Erzeugung zunehmend größer werden. Industrielle und gewerbliche Verbraucher können erfasst werden, damit die Netzbetreiber im Falle einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems wissen, welche Verbraucher entschädigungsauslösend über die ansteuerbaren Verbraucher hinaus abgeschaltet werden können, damit das Netz stabil gehalten werden kann; hier erfolgt eine Erfassung bislang nicht einheitlich, was eine effiziente Nutzung der Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 EnWG erschwert. Durch die Erfassung sämtlicher Großverbraucher wird sich diese Situation stark verbessern. Es gilt jedoch eine ausreichende Schwelle einzuführen, damit nur Großverbraucher erfasst werden, die auch die Gewähr bieten, dass ihre Abschaltung einen hinreichenden Netznutzen bringt.

Die Erfassung der Netzbetreiber und Bilanzkreisverantwortlichen dient dazu, aus netztechnischer Sicht einen für die Anlage bzw. die Verbrauchseinrichtung Verantwortlichen zu identifizieren; trotz der Verantwortlichkeit der Bilanzkreisverantwortlichen findet derzeit eine umfassende und aktuelle Erhebung nicht statt; die Zuordnung der Anlage zu einem Netz und zu einem Bilanzkreis ist für deren Einordnung in die Erheblichkeit für das System von Bedeutung, gerade für die vorgelagerten Netzbetreiber.

Die Erfassung der Gaslieferanten, Gasnetzbetreiber und Gasspeicherbetreiber verdeutlicht deren Bedeutung für die Energielandschaft und die wechselseitigen Abhängigkeiten der Strom- und Gaswirtschaft; gerade die Ereignisse im Winter 2011/12 haben gezeigt, dass die Gewährleistung der Versorgungssicherheit einer ganzheitlichen Betrachtung der Energiewirtschaft bedarf.

Die Benennung als Gesamtanlagenregister erfolgt in Abgrenzung zum Anlagenregister nach § 6 EEG. Es ist beabsichtigt, perspektivisch beide Register zu einem umfassenden Marktstammdatenregister zusammenzuführen. Die rechtliche Grundlage für einen entsprechenden Übergang des Anlagenregisters nach dem EEG wird mit § 6 Absatz 3 sowie § 90 Nummer 14 EEG 2014 bereits vorgezeichnet.

Zu Nummer 2

Nach Nummer 2 können Einzelheiten der Ausgestaltung des Registers geregelt werden; hierunter fällt insbesondere, welche Daten an das Register gemeldet werden müssen. Der Abgleich der Daten mit anderen Registern ist für die Datenqualität von entscheidender Bedeutung. Nur durch den Abgleich können bestehende Inkonsistenzen entdeckt und so die Datenlage der zum Vergleich herangezogenen Register entscheidend verbessert werden.

Nach Buchstabe a darf bestimmt werden, von wem welche Daten erhoben werden dürfen. Insbesondere sind neben Kontaktdaten der Anlagenbetreiber auch technische Abfragen wie etwa der installierten Leistung, des Speichervolumens, der Anschlussspannung, des Jahresverbrauchs oder der möglichen Ansteuerbarkeit abzufragen. Die Abfragen werden sich je nach dem Akteur und dessen Rolle unterscheiden müssen, eine genaue Zuordnung der Abfragen zu den jeweils relevanten Akteuren ist deshalb zwingend erforderlich.

Nach Buchstabe b kann die Bundesnetzagentur auf bestehende Register zurückgreifen und die im Gesamtanlagenregister erhobenen Daten mit den anderen Quellen abgleichen, damit eine möglichst konsistente Datengrundlage geschaffen wird, soweit dies nach den jeweils maßgeblichen Rechtsgrundlagen für die Erhebung der Daten zulässig ist.

In Buchstabe c wird die erforderliche Ermächtigungsgrundlage geschaffen, um zu regeln, inwieweit künftig die Aufgaben des Anlagenregisters nach § 6 EEG 2014 vom Gesamtanlagenregister übernommen werden.

Zu Nummer 3

Nummer 3 ermöglicht den Abgleich der zu erhebenden Daten mit den Genehmigungsbehörden. Die gesicherte und frühzeitige Kenntnis über die Genehmigungen geplanter Anlagen ist für die Netzbetreiber im Rahmen der Ertüchtigung ihrer Netze von Bedeutung. Die Möglichkeit zum Datenabgleich soll dazu beitragen, Fehlerquellen im Register frühzeitig abstellen und so Fehlplanungen vermeiden zu können.

Zu Nummer 4

Nach Nummer 4 kann die Weitergabe von Daten unter Einhaltung des Datenschutzes an Dritte in der Verordnung erlaubt werden, soweit dies zur Erfüllung der Aufgaben nach diesem Gesetz erforderlich ist. Hierunter sind vor allem die Netzbetreiber zu fassen, die gesetzlich zum sicheren Netzbetrieb verpflichtet sind. Diese Aufgabe können sie wesentlich besser wahrnehmen, wenn sie die erforderlichen Daten der Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen haben. Durch differenzierte Regelungen kann dem vielfach geäußerten Wunsch der Energiewirtschaft entsprochen werden, ein Register zu schaffen, auf welches in Zugriffsrechte der einzelnen Akteure in unterschiedlicher Tiefe bestehen. Die Regelungen des Datenschutzes sind dabei zwingend einzuhalten; personenbezogene Daten sind nur in Ausnahmefälle bei gegebener Erforderlichkeit weiterzuleiten.

Zu Nummer 5

Die Veröffentlichung der Daten kann durch Nummer 5 geregelt werden. Behördliche Daten sollen möglichst umfassend zugänglich gemacht werden, wobei die Datenschutzregelungen streng einzuhalten sind. Auf diese Weise können auch Forschungsinstitute und interessierte Bürger auf die für sie relevanten Daten zugreifen, ohne dass ihnen ein unmittelbarer Zugriff gegeben werden müsste. Umweltrelevante Daten sind nach § 10 Umweltinformationsgesetz der Öffentlichkeit zugänglich zu machen. Dieser Pflicht wird durch die Internetveröffentlichung genüge getan. Bei der Veröffentlichung muss der Datenschutz hinreichend gewährt werden. Angaben zur Person des Verpflichteten sowie seine Kontaktdaten sind von der Veröffentlichung auszunehmen..

Zu Nummer 6

Das Energierecht sieht bereits eine Vielzahl anderer Meldungen vor. Doppelmeldungen sollten vermieden werden, um einerseits Bürger und Wirtschaft nicht unnötig zu belasten und andererseits Fehler und Unklarheiten durch voneinander abweichende Daten zu vermeiden. Aus diesen Gründen kann nach Nummer 6 eine Regelung geschaffen werden, nach der bestehenden Meldepflichten durch die Meldung beim Gesamtanlagenregister Genüge getan wird. Diese Regelung dient der Datensparsamkeit. Insbesondere können durch die Erfas-

sung von Anlagen im Gesamtanlagenregister andere Meldepflichten wegfallen und so zu Einsparungen für Bürger, Unternehmen und die öffentliche Verwaltung führen.

Zu Nummer 7

Nummer 7 ermächtigt das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, die im Zusammenhang mit der Erhebung, Speicherung, des Abgleichs und der Nutzung der Daten erforderlichen Regelungen zum Datenschutz einschließlich des Schutzes personenbezogener Daten zu treffen.

Zu Nummer 8

Nummer 8 ermöglicht es, der Bundesnetzagentur eine Festlegungskompetenz einzuräumen, um den Umfang der zu übermittelnden Daten neu zu bestimmen und ergänzend zu Nummer 4 Art und Umfang des Zugangs zu Informationen des Gesamtanlagenregisters für bestimmte Personenkreise zu bestimmen. Durch die Festlegungskompetenz wird unter Nutzung der Sachnähe der Bundesnetzagentur ein für die betroffenen Akteure transparentes Verfahren gewählt, das sich in der Praxis bewährt hat und hinreichend flexibel ist, um erforderliche Anpassungen rasch vornehmen zu können. Die Flexibilität ist erforderlich, um den Anforderungen, die an ein Register zu stellen sind, damit es auf dem Markt Beachtung findet, hinreichend begegnen zu können.

Zu Nummer 10 (§ 63 EnWG)

Zu Buchstabe a

Die Änderung des Absatzes 1 durch Doppelbuchstabe aa erfolgt als Folgeänderung zu § 94 EEG 2014 (§ 65a EEG 2012). Die Änderung des Absatzes 1 durch Doppelbuchstabe bb erfolgt in Folge der geänderten Ressortzuständigkeit.

Zu Buchstabe b

Die Änderungen Doppelbuchstabe bb stellen redaktionelle Folgeänderung in Folge der geänderten Ressortzuständigkeit dar.

Zu Nummer 11 (§ 91 EnWG)

Durch die Einfügung neuer Gebührentatbestände in § 91 Absatz 1 Satz 1 wird die Deckung des bei der Bundesnetzagentur im Rahmen von der Vergabe von Anbindungskapazitäten nach § 17d sowie im Rahmen von Amtshandlungen im Zuge der Netzentwicklungsplanung

Strom und Gas nach §§ 12a Abs. 3, 12c Abs. 4, § 15a Absatz 3 und § 17c anfallenden Verwaltungsaufwands durch Gebühren ermöglicht.

Durch Anfügung des Absatzes 10 wird sichergestellt, dass das Verwaltungskostengesetz in der bis zum 14. August 2013 geltenden Fassung weiterhin ergänzend zur Anwendung kommt, soweit die Bundesnetzagentur als Regulierungsbehörde im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes auftritt. Diese Klarstellung ist erforderlich, da das Verwaltungskostengesetz im Übrigen außer Kraft gesetzt wurde, das Bundesgebührengesetz nach § 2 Absatz 2 Nummer 3 BGebG sektorspezifisch jedoch keine Anwendung findet.

Zu Nummer 12 (§ 117a Satz 1 EnWG)

Die Buchstaben a und b passen jeweils einen Verweis auf das EEG redaktionell an.

Zu Nummer 13 (§ 118 EnWG)

Zu Buchstabe a

Die Übergangsvorschrift des Absatzes 9 zur Verpflichtung der Verwendung von Herkunftsnachweisen im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 ist mit Inbetriebnahme des Herkunftsnachweisregisters gegenstandslos geworden und wird daher aufgehoben.

Zu Buchstabe b

Die Änderung in Absatz 12 stellt eine redaktionelle Anpassung an den neuen Begriff „Windenergieanlage auf See“ dar.

Zu Buchstabe c

Die Regelung enthält eine Übergangsvorschrift. Aus Gründen des Vertrauensschutzes ist eine Entziehung der Anbindungskapazität nach § 17d Absatz 6 Satz 3 bei dem Betreiber einer Offshore-Anlage mit unbedingter Netzanbindungszusage ausgeschlossen, wenn der Betreiber einer Offshore-Anlage innerhalb von sechs Monaten nach Verkündung des Gesetzes der Regulierungsbehörde eine bestehende Finanzierung nachweist, innerhalb von 18 Monaten nach Verkündung des Gesetzes mit der Errichtung der Offshore-Anlage begonnen hat und innerhalb von vier Jahren nach Verkündung des Gesetzes die technische Betriebsbereitschaft der Offshore-Anlage hergestellt hat.

Zu Nummer 14 (§§ 17a, 17b, 17f, 17g, 17h, 17i, 118 Absatz 12 EnWG)

Zu Buchstabe a

Die Änderung wurde durch die Neunummerierung des EEG 2014 erforderlich. § 11 EEG 2014 entspricht dabei § 8 EEG 2012, § 14 EEG 2014 entspricht dabei § 11 EEG 2012 und § 15 EEG 2014 entspricht § 12 EEG 2012

Zu Buchstabe b

Der Die Änderungsbefehle ordnen die Umbenennung des Begriffs „Offshore-Anlage“ in „Windenergieanlage auf See“ an.

Zu Buchstabe c

Der Änderungsbefehl ordnet die Umbenennung des Begriffs „Offshore-Anlage“ in „Windenergieanlage auf See“ an.

Zu Buchstabe d

Die Änderung wurde durch die Neunummerierung des EEG 2014 erforderlich, § 75 EEG 2014 entspricht dabei § 55 EEG 2012.

Zu Artikel 3 (Änderung des Projekt-Mechanismen-Gesetzes)

Im Zuge der Neunummerierung des EEG 2014 wird nunmehr in § 5 Absatz 1 Satz 5 ProMechG auf § 19 Absatz 1 EEG 2014 (bisher § 16 Absatz 1 EEG 2012) verwiesen. Auch im Rahmen der veränderten Förderstruktur des EEG nach § 19 EEG 2014 bleibt es somit beim Ausschluss der Zustimmung nach § 5 Satz 1 ProMechG, wenn der Fördertatbestand des EEG erfüllt ist.

Zu Artikel 4 (Änderung des Gewerbesteuergesetzes)

Im Zuge der Neunummerierung des EEG 2014 wurden in § 29 Absatz 1 Nummer 2 sowie in § 36 Absatz 9d Satz 2 GewStG werden die Verweise auf die Definition für „erneuerbare Energien“ nach § 5 Nummer 14 EEG 2014 (§ 3 Nummer 3 EEG 2012) ohne inhaltliche Änderung redaktionell angepasst.

Zu Artikel 5 (Änderung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen)

Zu Nummer 1 (§ 47f Satz 1 GWB)

Die Änderungen in Nummer 1 sind redaktionelle Folgeänderungen, die den geänderten Ressortzuschnitt nachvollziehen.

Zu Nummer 2 (§ 47g GWB)

Buchstabe a ist redaktionelle Folge der geänderten Förderstruktur des EEG 2014.

Durch die Änderung in Buchstabe b wird nunmehr auf die Legaldefinition der Direktvermarktung in § 5 Nummer 10 EEG 2014 verwiesen.

Zu Artikel 6 (Änderung der Stromnetzentgeltverordnung)

Die Änderung in § 18 Absatz Satz 3 Nummer 1 StromNEV dient der sprachlichen Anpassung der Vorschrift an die geänderte Regulationsstruktur zur Förderung im EEG. Die Änderung in § 28 Absatz 2 Nummer 9 StromNEV dient der redaktionellen Anpassung des Verweises auf § 55 Absatz 3 EEG 2014 (§ 35 Absatz 2 EEG 2012) im Zuge der Neunummerierung des EEG 2014.

Zu Artikel 7 (Änderung der Stromnetzzugangsverordnung)

Die Änderung in § 11 StromNZV dient der sprachlichen Anpassung der Vorschrift an die geänderte Regulationsstruktur zur finanziellen Förderung im EEG.

Zu Artikel 8 (Änderung der Anreizregulierungsverordnung)

Die Änderung in § 11 Absatz 2 Nummer 8 wurde im Zuge der Neunummerierung des EEG 2014 erforderlich und passt den Verweis auf § 55 Absatz 3 EEG 2014 (§ 35 Absatz 2 EEG 2012) redaktionell an. Die Änderung in § 11 Absatz 2 Nummer 15 ist eine Folgeänderung auf Grund der neuen Nummerierung des § 17d EnWG. Die Änderung in § 23 Absatz 1 Satz 1 Nummer 5 dient der redaktionellen Anpassung aufgrund der Änderungen der Begrifflichkeiten in § 3 EEG.

Zu Artikel 9 (Änderung der Systemstabilitätsverordnung)

Die Änderung in § 3 Nummer 1 SysStabV ist redaktioneller Natur und passt die Verweise auf § 5 EEG 2014 (§ 3 EEG 2012) und § 9 EEG 2014 (§ 6 EEG 2012) im Hinblick auf die Neu-nummerierung des EEG an.

Zu Artikel 10 (Änderung des Wasserhaushaltsgesetzes)

§ 23 Absatz 5 EEG 2012 wird in § 38 EEG 2014 aus rechtssystematischen Gründen nicht fortgeführt. Der neue Absatz 2a in § 35 WHG ist eine Folgeänderung hierzu und zielt darauf ab, die bisher in § 23 Absatz 5 EEG 2012 verortete Gewässerschutzregelung künftig im Rahmen des Wasserrechts fortzuführen. Die Nummern 1 und 2 des neuen Absatzes 2a sind identisch mit den Nummern 1 und 2 des § 23 Absatz 5 EEG 2012.

Zu Artikel 11 (Änderung der Biomasseverordnung)

Zu Nummer 1 (§ 1 BiomasseV)

Die Streichung in § 1 stellt eine redaktionelle Folgeänderung der Streichung der einsatzstoffbezogenen Vergütung für Strom aus neuen Biomasseanlagen nach § 27 Absatz 2 EEG 2012 dar. Für Biomasseanlagen, die vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb genommen wurden, gelten die Regelungen des EEG zur einsatzstoffbezogenen Vergütung sowie die entsprechenden Regelungen der Biomasseverordnung in ihrer bis zum Inkrafttreten dieses Gesetzes geltenden Fassung weiter fort.

Zu Nummer 2 (§ 2 Absatz 4 Satz 3 BiomasseV)

Die Aufhebung von Satz 3 in § 2 Absatz 4 stellt eine redaktionelle Berichtigung dar. Der § 5 Absatz 2, auf den der aufgehobene Satz verwiesen hat, wurde bereits zum 1. Januar 2012 aufgehoben.

Zu Nummer 3 (§ 2a BiomasseV)

Die Aufhebung des § 2a stellt eine redaktionelle Folgeänderung der Streichung der einsatzstoffbezogenen Vergütung für Strom aus neuen Biomasseanlagen nach § 27 Absatz 2 EEG 2012 dar. § 2a regelt die Berechnungsweise zur Ermittlung der einsatzstoffbezogenen Vergütung. Für Biomasseanlagen, die vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb genom-

men wurden, gelten die Regelungen des EEG zur einsatzstoffbezogenen Vergütung sowie die entsprechenden Regelungen der Biomasseverordnung in ihrer bis zum Inkrafttreten dieses Gesetzes geltenden Fassung weiter fort.

Zu Nummer 4 (Anlagen 1 bis 3 zu der BiomasseV)

Die Aufhebung der Anlagen 1 bis 3 zur Biomasseverordnung stellt eine redaktionelle Folgeänderung der Streichung der einsatzstoffbezogenen Vergütung für Strom aus neuen Biomasseanlagen nach § 27 Absatz 2 des EEG 2012 dar. Die Anlagen 1 bis 3 regelten die Zuordnung von Einsatzstoffen zu verschiedenen Einsatzstoffvergütungsklassen und die Energieerträge der verschiedenen Einsatzstoffe zur Ermittlung der einsatzstoffbezogenen Vergütung. Für Biomasseanlagen, die vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb genommen wurden, gelten die Regelungen des EEG zur einsatzstoffbezogenen Vergütung sowie die entsprechenden Regelungen der Biomasseverordnung in ihrer bis zum Inkrafttreten dieses Gesetzes geltenden Fassung weiter fort.

Zu Artikel 12 (Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes)

Zu Nummer 1 (§ 2 Satz 2 KWKG)

Die Änderung in § 2 Satz 2 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes dient der sprachlichen Anpassung der Vorschrift an die geänderte Regulationsstruktur zur Förderung im EEG sowie der redaktionellen Anpassung des Verweises auf § 19 EEG 2014 (§ 16 EEG 2012) im Zuge der Neunummerierung des EEG 2014.

Zu Nummer 2 (§ 4 Absatz 1 Satz 2 KWKG)

Im Zuge der Neunummerierung des EEG 2014 wurden in § 4 Absatz 1 Satz 2 die Verweise auf § 8 EEG 2014 (§ 5 EEG 2012), § 9 EEG 2014 (§ 6 EEG 2012), § 11 Absatz 5 EEG 2014 (§ 8 Absatz 4 EEG 2012), § 14 EEG 2014 (§ 11 EEG 2012) sowie § 15 EEG 2014 (§ 12 EEG 2012) redaktionell angepasst.

Zu Nummer 3 (§ 12 KWKG)

Die Änderung vollzieht den geänderten Ressortzuschnitt.

Zu Artikel 13 (Änderung des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes)

Artikel 8 ist eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Artikel 14 (Änderung der Systemdienstleistungsverordnung)

Die Änderungen in der Systemstabilitätsverordnung sind rein redaktionell. Aufgrund der Neunummerierung im EEG müssen alle Verweise in der Systemdienstleistungsverordnung auf das EEG angepasst werden.

Zu Artikel 15 (Änderung der Ausgleichsmechanismusverordnung)

In der Ausgleichsmechanismusverordnung werden redaktionelle Folgeänderungen zu den Änderungen im EEG vorgenommen. Einerseits werden Verweise angepasst, weil sich durch die Änderungen und Neunummerierungen im EEG der Standort der Bestimmungen geändert hat, zugleich werden Anpassungen an die geänderten Förderbestimmungen vorgenommen.

Zu Nummer 1 (§ 2 AusgIMechV)

Mit Nummer 1 werden in § 2 die Verweise auf die Vergütungsbestimmungen des EEG 2012 durch Verweise auf die diesen entsprechenden Förderbestimmungen des EEG 2014 ersetzt.

Zu Nummer 2 (§ 3 AusgIMechV)

Durch Nummer 2 werden in Buchstabe a und Buchstabe b ebenfalls Verweise angepasst. Buchstabe c passt ebenfalls Verweise an und fügt in § 3 Absatz 3 eine neue Nummer 6 an. Danach fließen Zahlungen auf Grund der in § 17d Absatz 4 vorgesehenen Versteigerung von Netzanbindungskapazitäten für Windenergieanlagen auf See als Einnahmen des anbindungspflichtigen Übertragungsnetzbetreibers in die Berechnung der EEG-Umlage ein. Die Versteigerungserlöse tragen damit zur Senkung der EEG-Umlage bei.

Buchstabe d enthält wiederum die Anpassung von Verweisen, vor allem wegen der neu gefassten Übergangsbestimmungen und der Neunummerierung der übrigen Paragraphen des EEG 2014. Außerdem wird Nummer 7 gestrichen, weil – anders als noch nach § 64e Nummer 2 EEG 2012 – nicht mehr die Möglichkeit besteht, den Betrieb des Anlagenregisters auf juristische Personen des Privatrechts (z.B. die Übertragungsnetzbetreiber) zu übertragen.

Buchstabe e ist ebenfalls rein redaktionell und passt die Verweise auf das EEG an die neue Nummerierung der Paragraphen im EEG an.

Zu Nummer 3 (§ 7 Absatz 1 AusgIMechV)

Die Änderungen in Nummer 3 dienen der redaktionellen Anpassung von Verweisen aufgrund der Neunummerierung des EEG und der Ergänzung einer Nummer 3 in Absatz 7. Durch die

monatliche Veröffentlichung der Angaben nach § 68 Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe c stehen zeitnah Informationen über Umfang und Dauer der Inanspruchnahme der Einspeisevergütung in Ausnahmefällen zur Verfügung. Hier handelt es sich um eine Folgeänderung der Anpassung der §§ 68 und 73 EEG 2014 (§§ 47 und 52 EEG 2012).

Zu Nummer 4 (§ 9 AusglMechV)

Durch Nummer 4 wird § 9 im Interesse der Rechtsbereinigung aufgehoben, da diese Vorschrift infolge Zeitablaufs nicht mehr erforderlich ist.

Zu Nummer 5 (§ 11 AusglMechV)

Nummer 5 zeichnet den neuen Ressortzuschnitt nach.

Zu Nummer 6 (§ 12 AusglMechV)

§ 12 der Ausgleichsmechanismusverordnung muss in Folge der § 99 Absatz 4 und 5 EEG gestrichen werden.

Zu Artikel 16 (Änderung der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung)

Zu Nummer 1 (Inhaltsübersicht)

Die Änderungen in der Inhaltsübersicht ist eine Folgeänderung zur Neufassung des Teils 4 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung.

Zu Nummer 2 (§ 3 BioSt-NachV)

Die Änderung in § 3 Absatz 1 stellt klar, dass die Nachhaltigkeitsvorgaben eine Vergütungsvoraussetzung für Strom aus flüssiger Biomasse nach den für die jeweilige Biomasseanlage anzuwendenden Förderbestimmungen für Strom aus Biomasse darstellen. Nach dem bisherigen Wortlaut des § 3 Absatz 1 bezogen sich die Anforderungen nur auf die Vergütung von Strom aus flüssiger Biomasse nach § 27 Absatz 1 des jeweils geltenden EEG (§ 42 EEG 2014). Unter den seit dem 1. Januar 2012 geltenden Fassungen des EEG wird Strom aus flüssiger Biomasse jedoch – mit Ausnahme der nach § 1 BioSt-NachV ohnehin vom Anwendungsbereich der Verordnung ausgeschlossenen Stromanteile aus flüssiger Biomasse, die zur Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung notwendig ist – nicht mehr vergütet. Für Strom aus Anlagen, für die unter § 27 des EEG in seiner am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung hingegen weiterhin ein Vergütungsanspruch für Strom aus flüssiger Biomasse besteht, wäre § 3 Absatz 1 seinem Wortlaut nicht anzuwenden. Diese rechtliche Unsicherheit wird mit der Berichtigung des Wortlauts beseitigt. § 3 Absatz 1 Nummer 3 vollzieht die Umstellung auf das in § 6 EEG 2014 angelegte und durch die Rechtsverordnung nach § 90 EEG 2014 ein-

zuführende Anlagenregister nach: Anlagen unter der BioSt-NachV müssen künftig die Registrierung im Sinne der Rechtsverordnung nach § 90 EEG 2014 beantragt haben; der zweite Halbsatz der Nummer 3 stellt klar, dass bislang unter dem Anlagenregister der BioSt-NachV erfolgte Registrierungsanträge weiterhin als Pflichterfüllung anerkannt bleiben und in diesen Fällen keine erneute Registrierung unter dem neuen Anlagenregister erforderlich wird.

Zu Nummer 3 (§ 11 BioSt-NachV)

Die Änderung in § 11 Satz 2 Nummer 2 knüpft an die Umstellung auf das Anlagenregister im Sinne der Rechtsverordnung nach § 90 EEG 2014 an und regelt die Nachweisführung für die Anlagenbetreiber in diesem Sinne neu.

Zu Nummer 4 (§§ 12 und 20 Absatz 2 Satz 1 BioSt-NachV)

Durch Nummer 4 wird jeweils in Folge der Neunummerierung des EEG 2014 der Verweis auf die Förderbestimmungen für Strom aus Biomasse des EEG in seiner für die Anlage jeweils anzuwendenden Fassung redaktionell angepasst.

Zu Nummer 5 (Teil 4 BioSt-NachV)

Durch Nummer 5 wird Teil 4 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung neu gefasst. Dies ist im Wesentlichen eine Folge der Einführung des allgemeinen Anlagenregisters nach § 6 EEG 2014: Das neue Anlagenregister, das durch diese Novelle des EEG und die zeitgleich vorgelegte Anlagenregisterverordnung eingeführt wird, soll alle bestehenden Registrierungspflichten von Anlagenbetreibern bündeln und bei der Bundesnetzagentur zusammenführen. Dies gilt auch für das Gesamtanlagenregister nach § 51 Absatz 3 EnWG, sobald dieses nach § 6 Absatz 3 EEG die Aufgaben des Anlagenregisters übernimmt. Im Interesse des Bürokratieabbaus werden daher die bisherigen Bestimmungen der §§ 61 bis 65 BioSt-NachV zu einem Anlagenregister bei der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) gestrichen, da dieses Register neben dem allgemeinen Anlagenregister keine Bedeutung mehr hat. Die Änderungen in den §§ 66 bis 68 BioSt-NachV sind Folgeänderungen dieser Überführung des bisherigen Anlagenregisters bei der BLE in das allgemeine Anlagenregister bei der Bundesnetzagentur. Die Streichung des § 69 BioSt-NachV dient daneben der Rechtsbereinigung und dem Bürokratieabbau: Da die Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse seit dem EEG 2012 bei Neuanlagen nicht mehr vergütet wird und daher an Bedeutung verloren hat, sind auch die Bestimmungen des § 69 BioSt-NachV nicht mehr erforderlich. Sie werden daher – als Folgeänderung zur Änderung des § 77 EEG 2014 (siehe oben) – ersatzlos gestrichen.

Zu Nummer 6 (§ 72 BioSt-NachV)

Durch diesen Gesetzentwurf wird das gesamte Berichtswesen für die erneuerbaren Energien weiterentwickelt. Infolge dessen wird auch die Berichtspflicht nach § 72 BioSt-NachV gestrichen: Diese Bestimmung ist nicht mehr erforderlich, weil die Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse nur noch geringe Bedeutung hat (siehe oben). Im Übrigen wird die Bundesregierung die in § 72 BioSt-NachV adressierten Themen selbstverständlich weiterhin in den Berichten aufgreifen, die sie nach Artikel 22 der Richtlinie 2009/28/EG an die EU-Kommission übermittelt.

Zu den Nummern 7 bis 10 (§§ 73, 74, 77 und Anlage 5 BioSt-NachV)

Die Nummern 7 bis 10 stellen Folgeänderungen der Überführung des bisher bei der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung geführten Anlagenregisters bzw. Gesamtanlagenregister nach § 51 Absatz 3 EnWG in das allgemeine Anlagenregister bei der Bundesnetzagentur nach § 6 EEG 2014 dar. Darüber hinaus zeichnen die Änderungen die geänderten Zuschnitte der verschiedenen Bundesministerien nach.

Zu Artikel 17 (Änderung der Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung)

Zu Nummer 1 und Nummer 2 (§ 1 Absatz 1 Satz 1, Absatz 2 und § 2 AusgIMechAV)

Nummer 1 vollzieht die Neunummerierung des EEG 2014 nach. In § 1 Absatz 1 Satz 1 und Absatz 3 AusgIMechAV wird daher nun nicht mehr auf § 16 EEG 2012 sondern auf die zwei, nach der Umstellung auf die grundsätzlich verpflichtende Direktvermarktung, verbliebenen Vergütungstatbestände nach § 19 Absatz 1 Nr. 2 EEG 2014 verwiesen. Der Verweis auf § 35 Absatz 1 EEG 2012 wird im Zuge der Neunummerierung redaktionell angepasst und zu § 55 Absatz 1 EEG 2014.

Auch Nummer 2 vollzieht redaktionell die Neunummerierung des EEG. Die Anlage 4 des EEG 2012 wird zur Anlage 1 des EEG 2014.

Zu Nummer 3 (§ 3 Absatz 4 AusgIMechAV)

Zu Buchstabe a

Die Änderungen in Satz 3 ist eine redaktionelle Folgeänderungen in Folge der Veränderungen bei den Fördervorschriften. Die Direktvermarktung wird nunmehr in § 5 Nummer 9 EEG 2014 legal definiert.

Zu den Buchstaben b bis h

Die Änderungen passen in Folge der Neunummerierung des EEG 2014 folgende Verweise in § 3 Absatz 4 Satz 4 AusglMechAV redaktionell an: § 47 EEG 2014 (§ 29 EEG 2012, § 30 EEG 2012 entfällt), § 48 EEG 2014 (§ 31 EEG 2012), § 46 EEG 2014 (§ 28 EEG 2012), § 49 EEG 2014 (§ 32 EEG 2012), § 42 EEG 2014 (§ 27 EEG 2012), § 38 EEG 2014 (§ 23 EEG 2012), §§ 39 bis 41 EEG 2014 (§§ 24 bis 26 EEG 2012).

Zu Nummer 4 (§ 6 Absatz 3 Satz 1 AusglMechAV)

Die Änderung ist eine redaktionelle Folge der Änderung von § 81 EEG 2014 (§ 61 EEG 2012).

Zu Nummer 5 (§ 7 AusglMechAV)

Die Änderungen durch Buchstabe a erfolgen redaktionell aufgrund der Neunummerierung und der geänderten Förderstruktur des EEG 2014. In § 7 Absatz 1 und Absatz 3 Satz 1 AusglMechAV wird daher nun nicht mehr auf § 16 EEG 2012 sondern auf die zwei, nach der Umstellung auf die grundsätzlich verpflichtende Direktvermarktung, verbliebenen Einspeisevergütungstatbestände nach § 19 Absatz 1 Nr. 2 EEG 2014 verwiesen. Der Verweis auf § 35 Absatz 1 EEG 2012 wird im Zuge der Neunummerierung redaktionell angepasst und zu § 55 Absatz 1 EEG 2014.

Mit Buchstabe b wird durch den Verweis auf § 57 EEG 2014 (§ 37 EEG 2012) die Neunummerierung des EEG 2014 redaktionell nachvollzogen.

Zu Artikel 18 (Änderung der Herkunftsnachweisverordnung)

Zu Nummer 1 (§ 4 Absatz 1 HkNV)

Die Änderung in § 4 Absatz 1 der Herkunftsnachweisverordnung ist der geänderten Ressortzuständigkeit geschuldet.

Zu Nummer 2 (§ 5 Satz 1 HkNV)

Nummer 2 vollzieht den geänderten Ressortzuschnitt sowie die Neunummerierung des EEG durch den Verweis auf § 75 EEG 2014 (§ 55 EEG 2012) nach.

Zu Nummer 3 (§ 6 HkNV)

Buchstabe a vollzieht den geänderten Ressortzuschnitt.

Die Buchstaben b bis d stellen redaktionelle Anpassungen der Verweise auf § 75 EEG 2014 (§ 55 EEG 2012) und § 84 EEG 2014 (§ 63a EEG 2012) aufgrund der Neunummerierung des EEG 2014 dar.

Zu Artikel 19 (Änderung der Herkunftsnachweis-Durchführungsverordnung)

Die Änderungen in der HknDV sind reine Folgeänderungen zu den Änderungen des EEG.

Zu Nummer 1 (§ 2 HkNDV)

Die Änderungen sind redaktionelle Folge der Neunummerierung des EEG 2014. Buchstabe a betrifft den Verweis auf § 5 EEG 2014 (§ 3 EEG 2012), Buchstabe b den Verweis auf § 75 EEG 2014 (§ 55 EEG 2012).

Zu Nummer 2 (§ 6 HkNDV)

Die Änderungen in Buchstabe a und b sind redaktionelle Folgeänderungen der Änderung der Förderbestimmungen im EEG 2014.

Zu Nummer 3 (§ 10 Absatz 2 Nummer 2 HkNDV)

Die Änderungen in Nummer 3 sind Folge der Ersetzung des Begriffs Offshore-Anlage durch den Begriff Windenergieanlage auf See.

Zu Nummer 4 (§ 11 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe b HkNDV)

Nummer 4 ist eine Folgeänderung der Streichung des sog. Grünstromprivilegs in § 39. Es wird nunmehr auf die Übergangsvorschrift in § 99 Absatz 2 verwiesen.

Zu Nummer 5 (§ 13 Absatz 1 Satz 1, Absatz 2 HkNDV)

Nummer 5 ist Folge der Neunummerierung des EEG und ändert den Verweis in Bezug auf § 5 EEG 2014 (§ 3 EEG 2012).

Zu Nummer 6 (§ 22 HkNDV)

Buchstabe a ist eine redaktionelle Änderung aufgrund der Änderung der Förderbestimmungen im EEG 2014.

Mit Buchstabe b wird in § 22 Absatz 4 Satz 1 ein Verweis geändert, da mit durch die Änderung der Förderbestimmung der Standort der Vorschrift geändert wurde.

Zu Nummer 7 (§ 27 Absatz 1 Nr. 3 HkNDV)

Nummer 7 ist Folge der Neunummerierung des EEG 2014 und ändert die Verweise in § 27 HkNDV in Bezug auf § 82 EEG 2014 (§ 62 EEG 2012) und § 90 EEG 2014 (§ 64e EEG 2012).

Zu Nummer 8 (§ 29 HkNDV)

Nummer 8 ist Folge der Neunummerierung des EEG 2014 und ändert den Verweis in Bezug auf § 82 EEG 2014 (§ 62 EEG 2012).

Zu Artikel 20 (Änderung der Besondere-Ausgleichsregelung-Gebührenverordnung)

Aufgrund der Neunummerierung des EEG wurden die Verweise in Bezug auf § 61 EEG 2014 (§ 41 EEG 2012) und § 62 EEG 2014 (§ 42 EEG 2012) angepasst.

Artikel 21 (Änderung des Unterlassungsklagegesetzes)

Zu Nummer 1

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Streichung von § 53 EEG 2012.

Zu Nummer 2

Die Buchstaben a bis d sind redaktionelle Änderungen von Verweisen auf das EEG bezüglich § 57 EEG 2014 (§ 37 EEG 2012), § 74 EEG 2014 (§ 54 EEG 2012), § 75 EEG 2014 (§ 55 EEG 2012) sowie § 76 EEG 2012 (§ 56 EEG 2012) aufgrund der Neunummerierung des EEG 2014.

Artikel 22 (Änderung der Anlageverordnung)

Die Änderung in § 2 Absatz 4 Nummer 3 AnIV ist redaktioneller Natur und passt den Verweis auf § 5 Nummer 14 EEG 2014 (§ 3 Nummer 3 EEG 2012) im Hinblick auf die Neunummerierung des EEG an.

Artikel 23 (Änderung der Pensionsfonds-Kapitalanlagenverordnung)

Die Änderung in § 2 Absatz 4 Nummer 3 PFKapAV ist redaktioneller Natur und passt den Verweis auf § 5 Nummer 14 EEG 2014 (§ 3 Nummer 3 EEG 2012) im Hinblick auf die Neu-nummerierung des EEG an.

Zu Artikel 24 (Inkrafttreten; Außerkrafttreten)

Artikel 24 regelt das Inkrafttreten.

Nach Satz 1 tritt dieses Gesetz grundsätzlich am 1. August 2014 in Kraft. Dieses schnelle Inkrafttreten nach dem Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens trägt dem Wunsch Rechnung, so schnell wie möglich bestehende Kostensenkungspotenziale zu heben. Damit sollen auch sogenannte Vorzieheffekte verhindert werden, d.h. nach Möglichkeit sollen nach Verabschiedung der Eckpunkte für die EEG-Novelle neu geplante Projekte und Projekte, die sich zu diesem Zeitpunkt noch in einem frühen Stadium der Planungen befanden, unter das neue Recht fallen. Um gleichzeitig das Vertrauen bei weit fortgeschrittenen Planungen zu schützen, sind Regeln zum Schutz dieses Vertrauens in den Übergangsregelungen vorgesehen (siehe oben). Hintergrund für das schnelle Inkrafttreten bereits Mitte 2014 ist auch die seit Februar 2013 andauernde Debatte um eine schnelle Novelle des EEG. Aufgrund dieser Debatte mussten und konnten sich alle Wirtschaftsteilnehmer auf eine baldige Reform einstellen, die nunmehr auch schnellstmöglich in Kraft treten soll.

Gleichzeitig treten das EEG 2012 und die Managementprämienverordnung außer Kraft. Infolge der umfangreichen Änderungen dieses Gesetzes zur Berechnung der Marktprämie einschließlich der Einpreisung der bislang über die Managementprämie abgedeckten Vermarktungsmehrkosten in den anzulegenden Wert entfällt die Managementprämie als solche für Strom aus neuen Anlagen. Für Strom aus bestehenden Anlagen werden die Regelungen zur Berechnung der Marktprämie nach Anlage 1 des EEG 2014 in ihrer geänderten Fassung entsprechend für anwendbar erklärt, wobei auch hierbei die bislang über die Managementprämie abgedeckten Vermarktungsmehrkosten durch entsprechende Erhöhung des jeweils anzulegenden Wertes eingepreist wird. Die Bestimmungen des § 3 MaPrV zur Fernsteuerbarkeit von Wind- und Photovoltaikanlagen wurden in § 34 EEG 2014 überführt. Aus diesen Gründen entfaltet die MaPrV keine Bedeutung mehr und kann außer Kraft treten werden.