Bundesrat **Drucksache 157/14**

11.04.14

Wi - Av - Fz - In - U - Vk

Gesetzentwurf
der Bundesregierung

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

A. Problem und Ziel

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 nachfolgenden 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. 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 Gesetz vorgelegte grundlegende Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2014) ist eine zentrale Maßnahme für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende. Ziel dieser Reform ist es, den Anteil erneuerbarer Energien an der deutschen Stromversorgung stetig zu erhöhen; bis 2050 sollen mindestens 80 Prozent des deutschen Bruttostromverbrauchs durch erneuerbare Energien gedeckt werden. Zugleich soll diese Novelle die Kostendynamik der vergangenen Jahre beim Ausbau der erneuerbaren Energien durchbrechen und so den Anstieg der Stromkosten für Stromverbraucher begrenzen. Darüber hinaus muss der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien für alle Akteure der Energiewirtschaft planbar verlaufen, und die Strommengen müssen zu möglichst

---

Fristablauf: 23.05.14
Besonders eilbedürftige Vorlage gemäß Artikel 76 Absatz 2 Satz 4 GG.

Vertrieb: Bundesanzeiger Verlagsgesellschaft mbH, Postfach 10 05 34, 50445 Köln
Telefon (02 21) 97 66 83 40, Fax (02 21) 97 66 83 44, www.betrifft-gesetze.de
ISSN 0720-2946

geringen volkswirtschaftlichen Kosten in das Energieversorgungssystem integriert werden. Hierfür sind in weiteren Schritten auch Reformen in anderen Bereichen der Energiewirtschaft erforderlich.

B. Lösung

Die Novelle des EEG soll den notwendigen Rahmen schaffen, um den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung – als Zwischenziel auf dem Weg zu einer umfassenden Transformation der Energieversorgung – bis zum Jahr 2025 auf 40 bis 45 Prozent und bis 2035 auf 55 bis 60 Prozent zu steigern. Hierfür wird ein gesetzlicher Ausbaupfad für die einzelnen Erneuerbare-Energien-Technologien verankert, der z.B. für die Windenergie an Land von einem jährlichen Zubau von 2 500 MW (netto) ausgeht. Um die Ausbauziele zu erreichen, werden neue Instrumente der Mengensteuerung eingeführt.

Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien soll sich stärker auf die kostengünstigen Technologien konzentrieren. Gleichzeitig soll die Kosteneffizienz durch den Abbau von Überförderungen, die Streichung von Boni und eine ambitionierte, stärker an dem tatsächlichen Zubau ausgerichtete Degression der Fördersätze verbessert werden.

Darüber hinaus sollen spätestens 2017 die finanzielle Förderung und ihre Höhe für die erneuerbaren Energien wettbewerblich über technologiespezifische Ausschreibungen ermittelt werden. Um Erfahrungen mit Ausschreibungen zu sammeln, wird die Förderung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen als Pilotmodell auf ein Ausschreibungssystem umgestellt; hierfür legt dieses Gesetz die Grundlage. Die Umstellung der finanziellen Förderung auf andere erneuerbare Energien erfolgt durch ein anschließendes Gesetzgebungsverfahren.

Die Integration der erneuerbaren Energien in den Strommarkt wird vorangetrieben, indem die Direktvermarktung grundsätzlich verpflichtend wird. Bei Biomasse wird sichergestellt, dass die Anlagen künftig stärker bedarfsorientiert einspeisen; die damit verbundene Reduzierung der jährlichen Stromerzeugung wird durch einen Flexibilitätszuschlag ausgeglichen.

Schließlich sieht die EEG-Novelle 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 die internationale Wettbewerbsfähigkeit der stromintensiven Industrie gefährdet wird. Vor diesem Hintergrund wird eine ausgewogene Regelung für

eigenerzeugten, selbstverbrauchten Strom eingeführt, und die Besondere Ausgleichsregelung soll anhand objektiver, transparenter und europarechtskonformer Kriterien überarbeitet werden (die entsprechenden Bestimmungen für stromintensive Unternehmen werden zeitnah im weiteren Verfahren nachgetragen).

C. Alternativen

Keine. Das Gesetz stellt sicher, dass die Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien kostengünstiger erreicht werden. Dies ist auch Ergebnis der verschiedenen Studien, die die Bundesregierung im Zusammenhang mit dem EEG-Erfahrungsbericht vergeben hat. Soweit es zu dem bestehenden System der staatlich festgelegten Förderhöhe für die erneuerbaren Energien mit den Ausschreibungsmodellen eine Alternative gibt, sieht dieses Gesetz vor, dass diese Alternative erprobt (§ 53 EEG 2014) und evaluiert (§ 95 EEG 2014) wird. Weitergehende Alternativen (z.B. die Einführung eines Quotenmodells oder eine technologieneutrale Förderung) wurden geprüft, aber gerade im Hinblick auf die Ziele und Grundsätze des Gesetzes (§ 2 EEG 2014) verworfen.

D. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand

Unmittelbare Kosten für die öffentlichen Haushalte (Bund, Länder, Kommunen) können sich dadurch ergeben, dass sich die Novelle auf die Höhe der EEG-Umlage auswirkt, die vielfach auch an die öffentlichen Haushalte als Stromverbraucher weitergegeben wird. Ziel dieser Novelle ist es, die bisherige Kostendynamik bei der Entwicklung der EEG-Umlage zu durchbrechen, dies gilt mithin auch für die Kostenbelastung für die öffentlichen Haushalte. Gegenüber dem geltenden EEG wirkt dieses Gesetz insgesamt kostendämpfend.

E. Erfüllungsaufwand

E.1 Erfüllungsaufwand für Bürger

Kosten können sich für die privaten Haushalte dadurch ergeben, dass sich die Novelle auf die Höhe der EEG-Umlage auswirkt, die vielfach an die privaten Haushalte als Stromverbraucher weitergegeben wird (siehe oben D.).

Das Gesetz schafft keine neuen Pflichten für private Haushalte. Durch das Gesetz werden für Bürger keine neuen Informationspflichten geschaffen, keine bestehenden geändert oder abgeschafft.

Durch die Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes wird die Möglichkeit zur teilweisen Erdverkabelung von Leitungen in Hochspannungs-Gleichstromübertragungstechnologie erweitert. Die dadurch entstehenden Mehrkosten können über die Netzentgelte auf die Verbraucher umgelegt werden. Der Umfang der Mehrkosten kann vorab nicht genau ermittelt werden. Er hängt vom Umfang der Erdverkabelung sowie den jeweiligen Gegebenheiten (z.B. der Bodenbeschaffenheit) ab.

E.2 Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Der Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft ist, soweit dies auf Grundlage der bestehenden Daten und auch im Lichte der Stellungnahmen der Verbändeanhörung möglich war, berechnet worden. Er ist im Allgemeinen Teil der Begründung dargestellt.

E.3 Erfüllungsaufwand der Verwaltung

Durch das Anlagenregister nach § 6 EEG 2014, die Einführung von Ausschreibungen bei Freiflächenanlagen und die Einführung einer Mengensteuerung für Windenergieanlagen auf See in § 17d EnWG erhöht sich der Arbeitsaufwand bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur – BNetzA). Die hieraus resultierenden Kosten für das Anlagenregister werden in der Begründung der Anlagenregisterverordnung dargestellt. Der Verwaltungsaufwand für die Ausschreibungen soll grundsätzlich durch Gebühren gedeckt werden. Die Kosten für die Mengensteuerung bei der Windenergie auf See erhöhen die Kosten für die bereits heute vorgesehene Kapazitätsvergabe nur geringfügig. Aufgrund der geringen Fallzahlen ist bis 2020 mit Mehrkosten von unter 45 000 Euro zu rechnen.

Darüber hinaus wirkt sich diese Novelle auf den Arbeits- und Personalaufwand im Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) beim Vollzug der Besonderen Ausgleichsregelung aus. Der daraus entstehende Verwaltungsaufwand wird grundsätzlich durch die Erhebung von Gebühren und

Auslagen nach der Besondere-Ausgleichsregelung-Gebührenverordnung gedeckt; im Übrigen werden die Gebühren und Auslagen mit der Veränderung des Verwaltungsaufwandes im Rahmen einer Novellierung dieser Verordnung angepasst. Die Auswirkungen, insbesondere auf den Personalhaushalt des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, werden im weiteren Verlauf des Verfahrens geprüft und nachgetragen. Schließlich wird das öffentliche Berichtswesen neu gefasst und mit § 95 EEG 2014 eine neue Berichtspflicht für die Bundesregierung eingeführt.

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

Bundesrat **Drucksache 157/14**

11.04.14

Wi - Av - Fz - In - U - Vk

Gesetzentwurf
der Bundesregierung

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

Bundesrepublik Deutschland
Die Bundeskanzlerin

Berlin, 11. April 2014

An den
Präsidenten des Bundesrates
Herrn Ministerpräsidenten
Stephan Weil

Sehr geehrter Herr Präsident,

hiermit übersende ich gemäß Artikel 76 Absatz 2 Satz 4 des Grundgesetzes den von der Bundesregierung beschlossenen

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

mit Begründung und Vorblatt.

Der Gesetzentwurf ist besonders eilbedürftig, um das Gesetzgebungsverfahren bis zur parlamentarischen Sommerpause abzuschließen.

Federführend ist das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

Fristablauf: 23.05.14
Besonders eilbedürftige Vorlage gemäß Artikel 76 Absatz 2 Satz 4 GG.

Die Stellungnahme sowie eine ergänzende Stellungnahme des Nationalen Normenkontrollrates gemäß § 6 Absatz 1 NKRG sind als Anlagen 1 und 2 beigefügt.

Mit freundlichen Grüßen
Dr. Angela Merkel

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

Vom ...

Der Bundestag hat das folgende Gesetz beschlossen:

Artikel 1

Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien

(Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014)

Inhaltsübersicht

Teil 1
Allgemeine Bestimmungen

§ 1 Zweck und Ziel des Gesetzes
§ 2 Grundsätze des Gesetzes
§ 3 Ausbaupfad
§ 4 Anwendungsbereich
§ 5 Begriffsbestimmungen
§ 6 Anlagenregister
§ 7 Gesetzliches Schuldverhältnis

Teil 2
Anschluss, Abnahme, Übertragung und Verteilung

Abschnitt 1
Allgemeine Bestimmungen

§ 8 Anschluss
§ 9 Technische Vorgaben
§ 10 Ausführung und Nutzung des Anschlusses
§ 11 Abnahme, Übertragung und Verteilung

Abschnitt 2
Kapazitätserweiterung und Einspeisemanagement

§ 12 Erweiterung der Netzkapazität
§ 13 Schadensersatz
§ 14 Einspeisemanagement
§ 15 Härtefallregelung

Abschnitt 3
Kosten

§ 16 Netzanschluss
§ 17 Kapazitätserweiterung
§ 18 Vertragliche Vereinbarung

Teil 3
Finanzielle Förderung

Abschnitt 1
Allgemeine Förderbestimmungen

§ 19 Förderanspruch für Strom
§ 20 Wechsel zwischen Veräußerungsformen
§ 21 Verfahren für den Wechsel
§ 22 Förderbeginn und Förderdauer
§ 23 Berechnung der Förderung
§ 24 Verringerung der Förderung
§ 25 Allgemeine Bestimmungen zur Absenkung der Förderung
§ 26 Jährliche Absenkung der Förderung
§ 27 Absenkung der Förderung für Strom aus Biomasse
§ 28 Absenkung der Förderung für Strom aus Windenergieanlagen an Land
§ 29 Absenkung der Förderung für Strom aus solarer Strahlungsenergie
§ 30 Förderung für Strom aus mehreren Anlagen
§ 31 Aufrechnung

Abschnitt 2
Geförderte Direktvermarktung

§ 32 Marktprämie
§ 33 Voraussetzungen der Marktprämie
§ 34 Fernsteuerbarkeit

Abschnitt 3
Einspeisevergütung

§ 35 Einspeisevergütung für kleine Anlagen
§ 36 Einspeisevergütung in Ausnahmefällen
§ 37 Gemeinsame Bestimmungen für die Einspeisevergütung

Abschnitt 4
Besondere Förderbestimmungen (Sparten)

§ 38 Wasserkraft
§ 39 Deponiegas
§ 40 Klärgas
§ 41 Grubengas
§ 42 Biomasse
§ 43 Vergärung von Bioabfällen
§ 44 Vergärung von Gülle
§ 45 Gemeinsame Bestimmungen für Strom aus Biomasse und Gasen
§ 46 Geothermie
§ 47 Windenergie an Land
§ 48 Windenergie auf See
§ 49 Solare Strahlungsenergie

Abschnitt 5
Besondere Förderbestimmungen (Flexibilität)

§ 50 Förderanspruch für Flexibilität
§ 51 Flexibilitätszuschlag für neue Anlagen
§ 52 Flexibilitätsprämie für bestehende Anlagen

Abschnitt 6
Besondere Förderbestimmungen (Ausschreibungen)

§ 53 Ausschreibung der Förderung für Freiflächenanlagen

Teil 4
Ausgleichsmechanismus

Abschnitt 1
Bundesweiter Ausgleich

§ 54 Weitergabe an den Übertragungsnetzbetreiber
§ 55 Ausgleich zwischen Netzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern
§ 56 Ausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern
§ 57 Vermarktung und EEG-Umlage
§ 58 Eigenversorgung
§ 59 Nachträgliche Korrekturen

Abschnitt 2
Besondere Ausgleichsregelung

§ 60 Grundsatz
§ 61 Stromkostenintensive Unternehmen
§ 62 Schienenbahnen
§ 63 Antragsfrist und Entscheidungswirkung
§ 64 Rücknahme der Entscheidung, Auskunft, Betretungsrecht
§ 65 Mitwirkungs- und Auskunftspflicht

Teil 5
Transparenz

Abschnitt 1
Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten

§ 66 Grundsatz
§ 67 Anlagenbetreiber
§ 68 Netzbetreiber
§ 69 Übertragungsnetzbetreiber
§ 70 Elektrizitätsversorgungsunternehmen
§ 71 Testierung
§ 72 Information der Bundesnetzagentur
§ 73 Information der Öffentlichkeit

Abschnitt 2
Stromkennzeichnung und Doppelvermarktungsverbot

§ 74 Stromkennzeichnung entsprechend der EEG-Umlage
§ 75 Herkunftsnachweise
§ 76 Doppelvermarktungsverbot

Teil 6
Rechtsschutz und behördliches Verfahren

§ 77 Clearingstelle
§ 78 Verbraucherschutz
§ 79 Einstweiliger Rechtsschutz
§ 80 Nutzung von Seewasserstraßen
§ 81 Aufgaben der Bundesnetzagentur
§ 82 Bußgeldvorschriften
§ 83 Fachaufsicht
§ 84 Gebühren und Auslagen

Teil 7
Verordnungsermächtigungen, Berichte, Übergangsbestimmungen

Abschnitt 1
Verordnungsermächtigungen

§ 85 Verordnungsermächtigung zur Ausschreibung der Förderung für Freiflächenanlagen
§ 86 Verordnungsermächtigung zur Stromerzeugung aus Biomasse
§ 87 Verordnungsermächtigung zu Nachhaltigkeitsanforderungen für Biomasse
§ 88 Verordnungsermächtigung zum Ausgleichsmechanismus
§ 89 Verordnungsermächtigung zu Herkunftsnachweisen
§ 90 Verordnungsermächtigung zum Anlagenregister
§ 91 Weitere Verordnungsermächtigungen
§ 92 Gemeinsame Bestimmungen

Abschnitt 2
Berichte

§ 93 Erfahrungsbericht
§ 94 Monitoringbericht
§ 95 Ausschreibungsbericht

Abschnitt 3
Übergangsbestimmungen

§ 96 Allgemeine Übergangsbestimmungen
§ 97 Übergangsbestimmungen für Strom aus Biomasse
§ 98 Übergangsbestimmung zur Umstellung auf Ausschreibungen
§ 99 Weitere Übergangsbestimmungen

Anlagen
Anlage 1: Höhe der Marktprämie
Anlage 2: Referenzertrag
Anlage 3: Voraussetzungen und Höhe der Flexibilitätsprämie
Anlage 4: Stromkosten- oder handelsintensive Branchen

Teil 1
Allgemeine Bestimmungen

§ 1
Zweck und Ziel des Gesetzes

(1) Zweck dieses Gesetzes ist es, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu fördern.

(2) Um den Zweck des Absatzes 1 zu erreichen, verfolgt dieses Gesetz das Ziel, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch stetig und kosteneffizient auf mindestens 80 Prozent bis zum Jahr 2050 zu erhöhen. Hierzu soll dieser Anteil betragen:

1. 40 bis 45 Prozent bis zum Jahr 2025 und
2. 55 bis 60 Prozent bis zum Jahr 2035.

(3) Das Ziel nach Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 dient auch dazu, den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf mindestens 18 Prozent zu erhöhen.

§ 2
Grundsätze des Gesetzes

(1) Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas soll in das Elektrizitätsversorgungssystem integriert werden. Die verbesserte Markt- und Netzintegration der erneuerbaren Energien soll zu einer Transformation des gesamten Energieversorgungssystems beitragen.

(2) Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas soll zum Zweck der Marktintegration direkt vermarktet werden.

(3) Die finanzielle Förderung für Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas soll stärker auf kostengünstige Technologien konzentriert werden. Dabei ist auch die mittel- und langfristige Kostenperspektive zu berücksichtigen.

(4) Die Kosten für die finanzielle Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas sollen unter Einbeziehung des Verursacherprinzips und energiewirtschaftlicher Aspekte angemessen verteilt werden.

(5) Die finanzielle Förderung und ihre Höhe sollen für Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas bis spätestens 2017 durch Ausschreibungen ermittelt werden. Zu diesem Zweck werden zunächst für Strom aus Freiflächenanlagen Erfahrungen mit einer wettbewerblichen Ermittlung der Höhe der finanziellen Förderung gesammelt. Bei der Umstellung auf Ausschreibungen soll die Akteursvielfalt bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhalten bleiben.

§ 3

Ausbaupfad

Die Ziele nach § 1 Absatz 2 Satz 2 sollen erreicht werden durch

1. eine Steigerung der installierten Leistung der Windenergieanlagen an Land um 2 500 Megawatt pro Jahr (netto),
2. eine Steigerung der installierten Leistung der Windenergieanlagen auf See auf insgesamt 6 500 Megawatt im Jahr 2020 und 15 000 Megawatt im Jahr 2030,
3. eine Steigerung der installierten Leistung der Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie um 2 500 Megawatt pro Jahr (brutto) und
4. eine Steigerung der installierten Leistung der Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse um bis zu 100 Megawatt pro Jahr (brutto).

§ 4

Anwendungsbereich

Neben der Festlegung des Ausbaupfads nach § 3 regelt dieses Gesetz

1. den vorrangigen Anschluss von Anlagen im Bundesgebiet einschließlich der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (Geltungsbereich des Gesetzes) an die Netze,
2. die vorrangige Abnahme, Übertragung, Verteilung und finanzielle Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas durch die Netzbetreiber einschließlich seiner Veräußerung und des Verhältnisses zu Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK),

3. den bundesweiten Ausgleich des abgenommenen Stroms sowie der finanziellen Förderung.

§ 5

Begriffsbestimmungen

Im Sinne dieses Gesetzes ist oder sind

1. „Anlage“ jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas; als Anlage gelten auch Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder Grubengas stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln,
2. „Anlagenbetreiber“, wer unabhängig vom Eigentum die Anlage für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas nutzt,
3. „Ausschreibung“ ein objektives, transparentes, diskriminierungsfreies und wettbewerbliches Verfahren zur Bestimmung der Höhe der finanziellen Förderung,
4. „Bemessungsleistung“ einer Anlage der Quotient aus der Summe der in dem jeweiligen Kalenderjahr erzeugten Kilowattstunden und der Summe der vollen Zeitstunden des jeweiligen Kalenderjahres abzüglich der vollen Stunden vor der erstmaligen Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas durch die Anlage und nach endgültiger Stilllegung der Anlage,
5. „Bilanzkreis“ ein Bilanzkreis nach § 3 Nummer 10a des Energiewirtschaftsgesetzes,
6. „Bilanzkreisvertrag“ ein Vertrag nach § 26 Absatz 1 der Stromnetzzugangsverordnung,
7. „Biogas“ Gas, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse gewonnen wird,
8. „Biomethan“ Biogas oder sonstige gasförmige Biomasse, das oder die aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist worden ist,
9. „Direktvermarktung“ die Veräußerung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas an Dritte, es sei denn, der Strom wird in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz durchgeleitet,
10. „Direktvermarktungsunternehmer“, wer von dem Anlagenbetreiber mit der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas beauftragt ist oder Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas

kaufmännisch abnimmt, ohne insoweit Letztverbraucher dieses Stroms oder Netzbetreiber zu sein,

11. „Energie- oder Umweltmanagementsystem“ ein System, das den Anforderungen der DIN EN ISO 50 001, Ausgabe Dezember 2011,[1] entspricht, oder ein System im Sinne der Verordnung (EG) Nr. 1221/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. November 2009 über die freiwillige Teilnahmen von Organisationen an einem Gemeinschaftssystem für Umweltmanagement und Umweltbetriebsprüfung und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 761/2001, sowie der Beschlüsse der Kommission 2001/681/EG und 2006/193/EG (ABl. L342 vom 22.12.2009, S. 1) in der jeweils geltenden Fassung,
12. „Eigenversorger“ jede natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht, der nicht von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen geliefert wird,
13. „Elektrizitätsversorgungsunternehmen“ jede natürliche oder juristische Person, die Elektrizität an Letztverbraucher liefert,
14. „erneuerbare Energien“
    a) Wasserkraft einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie,
    b) Windenergie,
    c) solare Strahlungsenergie,
    d) Geothermie,
    e) Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie,
15. „finanzielle Förderung“ die Zahlung des Netzbetreibers an den Anlagenbetreiber auf Grund der Ansprüche nach § 19 oder § 50,
16. „Freiflächenanlage“ jede Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die nicht in, an oder auf einem Gebäude oder einer sonstigen baulichen Anlage, die vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie errichtet worden ist, angebracht ist,
17. „Gebäude“ jede selbstständig benutzbare, überdeckte bauliche Anlage, die von Menschen betreten werden kann und vorrangig dazu bestimmt ist, dem Schutz von Menschen, Tieren oder Sachen zu dienen,

[1] Amtlicher Hinweis: Zu beziehen bei der Beuth Verlag GmbH, 10772 Berlin, und in der Deutschen Nationalbibliothek archivmäßig gesichert niedergelegt.

18. „Generator“ jede technische Einrichtung, die mechanische, chemische, thermische oder elektromagnetische Energie direkt in elektrische Energie umwandelt,
19. „Gülle“ jeder Stoff, der Gülle ist im Sinne der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Oktober 2009 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 (ABl. L 300 vom 14.11.2009, S. 1), die durch die Richtlinie 2010/63/EU (ABl. L 276 vom 20.10.2010, S. 33) geändert worden ist,
20. „Herkunftsnachweis“ ein elektronisches Dokument, das ausschließlich dazu dient, gegenüber einem Letztverbraucher im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 Absatz 1 Nummer 1 des Energiewirtschaftsgesetzes nachzuweisen, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge des Stroms aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde,
21. „Inbetriebnahme“ die erstmalige Inbetriebsetzung der Anlage nach Herstellung ihrer technischen Betriebsbereitschaft ausschließlich mit erneuerbaren Energien oder Grubengas; die technische Betriebsbereitschaft setzt voraus, dass die Anlage fest an dem für den dauerhaften Betrieb vorgesehenen Ort und dauerhaft mit dem für die Erzeugung von Wechselstrom erforderlichen Zubehör installiert wurde; der Austausch des Generators oder sonstiger technischer oder baulicher Teile nach der erstmaligen Inbetriebnahme führt nicht zu einer Änderung des Zeitpunkts der Inbetriebnahme,
22. „installierte Leistung“ einer Anlage die elektrische Wirkleistung, die die Anlage bei bestimmungsgemäßem Betrieb ohne zeitliche Einschränkungen unbeschadet kurzfristiger geringfügiger Abweichungen technisch erbringen kann,
23. „KWK-Anlage“ eine KWK-Anlage im Sinne von § 3 Absatz 2 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes,
24. „Letztverbraucher“ jede natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht,
25. „Monatsmarktwert“ der nach Anlage 1 rückwirkend berechnete tatsächliche Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris für die Preiszone Deutschland/Österreich in Cent pro Kilowattstunde,

26. „Netz“ die Gesamtheit der miteinander verbundenen technischen Einrichtungen zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Elektrizität für die allgemeine Versorgung,
27. „Netzbetreiber“ jeder Betreiber eines Netzes für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität, unabhängig von der Spannungsebene,
28. „Schienenbahn“ jedes Unternehmen, das zum Zweck des Personen- oder Güterverkehrs Fahrzeuge wie Eisenbahnen, Magnetschwebebahnen, Straßenbahnen oder nach ihrer Bau- und Betriebsweise ähnliche Bahnen auf Schienen oder die für den Betrieb dieser Fahrzeuge erforderlichen Infrastrukturanlagen betreibt,
29. „Speichergas“ jedes Gas, das keine erneuerbare Energie ist, aber zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird,
30. „Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung“ Strom im Sinne von § 3 Absatz 4 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes,
31. „Übertragungsnetzbetreiber“ der regelverantwortliche Netzbetreiber von Hoch- und Höchstspannungsnetzen, die der überregionalen Übertragung von Elektrizität zu nachgeordneten Netzen dienen,
32. „Umweltgutachter“ jede Person oder Organisation, die nach dem Umweltauditgesetz in der jeweils geltenden Fassung als Umweltgutachter oder Umweltgutachterorganisation tätig werden darf,
33. „Unternehmen“ jede rechtsfähige Personenvereinigung oder juristische Person mit Ausnahme der im Dritten Buch des Aktiengesetzes geregelten verbundenen Unternehmen, die über einen nach Art und Umfang in kaufmännischer Weise eingerichteten Geschäftsbetrieb verfügt, der unter Beteiligung am allgemeinen wirtschaftlichen Verkehr nachhaltig mit eigener Gewinnerzielungsabsicht betrieben wird,
34. „Windenergieanlage an Land“ jede Anlage zur Erzeugung von Strom aus Windenergie, die keine Windenergieanlage auf See ist,
35. „Windenergieanlage auf See“ jede Anlage zur Erzeugung von Strom aus Windenergie, die auf See in einer Entfernung von mindestens drei Seemeilen gemessen von der Küstenlinie aus seewärts errichtet worden ist; als Küstenlinie gilt die in der Karte Nummer 2920 Deutsche Nordseeküste und angrenzende Gewässer, Ausgabe 1994, XII., sowie in der Karte Nummer 2921 Deutsche Ostseeküste und angrenzende Gewässer, Ausgabe 1994, XII., des

Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie im Maßstab 1 : 375 000[2] dargestellte Küstenlinie,

36. „Wohngebäude“ jedes Gebäude, das nach seiner Zweckbestimmung überwiegend dem Wohnen dient, einschließlich Wohn-, Alten- und Pflegeheimen sowie ähnlichen Einrichtungen.

§ 6

Anlagenregister

(1) Die Bundesnetzagentur errichtet und betreibt ein Verzeichnis, in dem Anlagen zu registrieren sind (Anlagenregister). Im Anlagenregister sind die Angaben zu erheben und bereitzustellen, die erforderlich sind, um

1. die Integration des Stroms aus erneuerbaren Energien und Grubengas in das Elektrizitätsversorgungssystem zu fördern,
2. die Grundsätze nach § 2 Absatz 1 bis 3 und den Ausbaupfad nach § 3 zu überprüfen,
3. die Absenkung der Förderung nach den §§ 27 bis 29 umzusetzen,
4. den bundesweiten Ausgleich des abgenommenen Stroms sowie der finanziellen Förderung zu erleichtern und
5. die Erfüllung nationaler, europäischer und internationaler Berichtspflichten zum Ausbau der erneuerbaren Energien zu erleichtern.

(2) Anlagenbetreiber müssen an das Anlagenregister insbesondere übermitteln:

1. Angaben zur Person des Anlagenbetreibers sowie Kontaktdaten,
2. den Standort der Anlage,
3. den Energieträger, aus dem der Strom erzeugt wird,
4. die installierte Leistung der Anlage,
5. die Angabe, ob für den in der Anlage erzeugten Strom eine finanzielle Förderung in Anspruch genommen werden soll.

(3) Zur besseren Nachvollziehbarkeit des Ausbaus der erneuerbaren Energien wird das Anlagenregister der Öffentlichkeit zugänglich gemacht. Hierzu werden die Angaben der registrierten Anlagen mit Ausnahme der Angaben nach Absatz 2 Nummer 1 auf der Internetseite des Anlagenregisters veröffentlicht und mindestens monatlich aktualisiert.

[2] Amtlicher Hinweis: Zu beziehen beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, 20359 Hamburg.

(4) Das Nähere einschließlich der Übermittlung weiterer Angaben und der Weitergabe der im Anlagenregister gespeicherten Angaben an Netzbetreiber und Dritte bestimmt eine Rechtsverordnung nach § 90. Durch Rechtsverordnung nach § 90 kann auch geregelt werden, dass die Aufgaben des Anlagenregisters ganz oder teilweise durch das Gesamtanlagenregister der Bundesnetzagentur nach § 53b des Energiewirtschaftsgesetzes zu erfüllen sind.

§ 7
Gesetzliches Schuldverhältnis

(1) Netzbetreiber dürfen die Erfüllung ihrer Pflichten nach diesem Gesetz nicht vom Abschluss eines Vertrages abhängig machen.

(2) Von den Bestimmungen dieses Gesetzes darf unbeschadet des § 11 Absatz 3 und 4 nicht zu Lasten des Anlagenbetreibers oder des Netzbetreibers abgewichen werden. Dies gilt nicht für abweichende vertragliche Vereinbarungen zu den §§ 5 bis 53, 66, 67, 76 und 96 sowie zu den auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnungen, die

1. Gegenstand eines Prozessvergleichs im Sinne des § 794 Absatz 1 Nummer 1 der Zivilprozessordnung sind,
2. dem Ergebnis eines von den Verfahrensparteien bei der Clearingstelle durchgeführten Verfahrens nach § 77 Absatz 4 Satz 1 Nummer 1 entsprechen oder
3. einer Entscheidung der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur) nach § 81 entsprechen.

Teil 2
Anschluss, Abnahme, Übertragung und Verteilung

Abschnitt 1
Allgemeine Bestimmungen

§ 8
Anschluss

(1) Netzbetreiber müssen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig an der Stelle an ihr Netz anschließen, die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist, und die in der Luftlinie kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist, wenn nicht dieses oder

ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist; bei der Prüfung des wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkts sind die unmittelbar durch den Netzanschluss entstehenden Kosten zu berücksichtigen. Bei einer oder mehreren Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt höchstens 30 Kilowatt, die sich auf einem Grundstück mit bereits bestehendem Netzanschluss befinden, gilt der Verknüpfungspunkt des Grundstücks mit dem Netz als günstigster Verknüpfungspunkt.

(2) Anlagenbetreiber dürfen einen anderen Verknüpfungspunkt dieses oder eines anderen im Hinblick auf die Spannungsebene geeigneten Netzes wählen, es sei denn, die daraus resultierenden Mehrkosten sind nicht unerheblich.

(3) Der Netzbetreiber darf abweichend von den Absätzen 1 und 2 der Anlage einen anderen Verknüpfungspunkt zuweisen, es sei denn, die Abnahme des Stroms aus der betroffenen Anlage nach § 11 Absatz 1 wäre an diesem Verknüpfungspunkt nicht sichergestellt.

(4) Die Pflicht zum Netzanschluss besteht auch dann, wenn die Abnahme des Stroms erst durch die Optimierung, die Verstärkung oder den Ausbau des Netzes nach § 12 möglich wird.

(5) Netzbetreiber müssen Einspeisewilligen nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens unverzüglich einen genauen Zeitplan für die Bearbeitung des Netzanschlussbegehrens übermitteln. In diesem Zeitplan ist anzugeben,

1. in welchen Arbeitsschritten das Netzanschlussbegehren bearbeitet wird und
2. welche Informationen die Einspeisewilligen aus ihrem Verantwortungsbereich den Netzbetreibern übermitteln müssen, damit die Netzbetreiber den Verknüpfungspunkt ermitteln oder ihre Planungen nach § 12 durchführen können.

(6) Netzbetreiber müssen Einspeisewilligen nach Eingang der erforderlichen Informationen unverzüglich, spätestens aber innerhalb von acht Wochen, Folgendes übermitteln:

1. einen Zeitplan für die unverzügliche Herstellung des Netzanschlusses mit allen erforderlichen Arbeitsschritten,
2. alle Informationen, die Einspeisewillige für die Prüfung des Verknüpfungspunktes benötigen, sowie auf Antrag die für eine Netzverträglichkeitsprüfung erforderlichen Netzdaten,
3. einen nachvollziehbaren und detaillierten Voranschlag der Kosten, die den Anlagenbetreibern durch den Netzanschluss entstehen; dieser Kostenvoranschlag umfasst nur die Kosten, die durch die technische Herstellung des

Netzanschlusses entstehen, und insbesondere nicht die Kosten für die Gestattung der Nutzung fremder Grundstücke für die Verlegung der Netzanschlussleitung,

4. die zur Erfüllung der Pflichten nach § 9 Absatz 1 und 2 erforderlichen Informationen.

Das Recht der Anlagenbetreiber nach § 10 Absatz 1 bleibt auch dann unberührt, wenn der Netzbetreiber den Kostenvoranschlag nach Satz 1 Nummer 3 übermittelt hat.

§ 9
Technische Vorgaben

(1) Anlagenbetreiber und Betreiber von KWK-Anlagen müssen ihre Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 Kilowatt mit technischen Einrichtungen ausstatten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit

1. die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann und
2. die Ist-Einspeisung abrufen kann.

Die Pflicht nach Satz 1 gilt auch als erfüllt, wenn mehrere Anlagen, die gleichartige erneuerbare Energien einsetzen und über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, mit einer gemeinsamen technischen Einrichtung ausgestattet sind, mit der der Netzbetreiber jederzeit

1. die gesamte Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann und
2. die gesamte Ist-Einspeisung der Anlagen abrufen kann.

(2) Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie

1. mit einer installierten Leistung von mehr als 30 Kilowatt und höchstens 100 Kilowatt müssen die Pflicht nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 oder Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 erfüllen,
2. mit einer installierten Leistung von höchstens 30 Kilowatt müssen
   a) die Pflicht nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 oder Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 erfüllen oder
   b) am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzen.

(3) Mehrere Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie gelten unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Er-

mittlung der installierten Leistung im Sinne der Absätze 1 und 2 als eine Anlage, wenn

1. sie sich auf demselben Grundstück oder Gebäude befinden und
2. innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind.

Entsteht eine Pflicht nach Absatz 1 oder 2 für einen Anlagenbetreiber erst durch den Zubau von Anlagen eines anderen Anlagenbetreibers, kann er von diesem den Ersatz der daraus entstehenden Kosten verlangen.

(4) Solange ein Netzbetreiber die Informationen nach § 8 Absatz 6 Satz 1 Nummer 4 nicht übermittelt, greifen die in Absatz 7 bei Verstößen gegen Absatz 1 oder 2 genannten Rechtsfolgen nicht, wenn

1. die Anlagenbetreiber oder die Betreiber von KWK-Anlagen den Netzbetreiber schriftlich oder elektronisch zur Übermittlung der erforderlichen Informationen nach § 8 Absatz 6 Satz 1 Nummer 4 aufgefordert haben und
2. die Anlagen mit technischen Vorrichtungen ausgestattet sind, die geeignet sind, die Anlagen ein- und auszuschalten und ein Kommunikationssignal einer Empfangsvorrichtung zu verarbeiten.

(5) Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas müssen sicherstellen, dass bei der Erzeugung des Biogases

1. ein neu zu errichtendes Gärrestlager am Standort der Biogaserzeugung technisch gasdicht abgedeckt ist,
2. die hydraulische Verweilzeit in dem gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System mindestens 150 Tage beträgt und
3. zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas verwendet werden.

Satz 1 Nummer 1 und 2 ist nicht anzuwenden, wenn zur Erzeugung des Biogases ausschließlich Gülle eingesetzt wird. Satz 1 Nummer 2 ist ferner nicht anzuwenden, wenn für den in der Anlage erzeugten Strom der Anspruch nach § 19 in Verbindung mit § 43 geltend gemacht wird.

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

(7) Die Rechtsfolgen von Verstößen gegen Absatz 1, 2, 5 oder 6 richten sich bei Anlagen, für deren Stromerzeugung dem Grunde nach ein Anspruch auf finanzielle För-

derung nach § 19 besteht, nach § 24 Absatz 2 Nummer 1. Bei den übrigen Anlagen entfällt der Anspruch der Anlagenbetreiber auf vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung nach § 11 für die Dauer des Verstoßes gegen Absatz 1, 2, 5 oder 6; Betreiber von KWK-Anlagen verlieren in diesem Fall ihren Anspruch auf Zuschlagszahlung nach § 4 Absatz 3 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes oder, soweit ein solcher nicht besteht, ihren Anspruch auf vorrangigen Netzzugang nach § 4 Absatz 4 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes.

(8) Die Pflichten und Anforderungen nach den §§ 21c, 21d und 21e des Energiewirtschaftsgesetzes und nach den auf Grund des § 21i Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes erlassenen Rechtsverordnungen bleiben unberührt.

§ 10
Ausführung und Nutzung des Anschlusses

(1) Anlagenbetreiber dürfen den Anschluss der Anlagen sowie die Einrichtung und den Betrieb der Messeinrichtungen einschließlich der Messung von dem Netzbetreiber oder einer fachkundigen dritten Person vornehmen lassen. Für Messstellenbetrieb und Messung gelten die Bestimmungen der §§ 21b bis 21h des Energiewirtschaftsgesetzes und der auf Grund von § 21i des Energiewirtschaftsgesetzes erlassenen Rechtsverordnungen.

(2) Die Ausführung des Anschlusses und die übrigen für die Sicherheit des Netzes notwendigen Einrichtungen müssen den im Einzelfall notwendigen technischen Anforderungen des Netzbetreibers und § 49 des Energiewirtschaftsgesetzes entsprechen.

(3) Bei der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas ist zugunsten des Anlagenbetreibers § 18 Absatz 2 der Niederspannungsanschlussverordnung entsprechend anzuwenden.

§ 11
Abnahme, Übertragung und Verteilung

(1) Netzbetreiber müssen vorbehaltlich des § 14 den gesamten nach § 19 Absatz 1 vermarkteten oder zur Verfügung gestellten Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas unverzüglich vorrangig physikalisch abnehmen, übertragen und verteilen. Macht der Anlagenbetreiber den Anspruch nach § 19 in Verbindung mit § 35 oder § 36 geltend, umfasst die Pflicht aus Satz 1 auch die kaufmännische Abnahme. Die Pflichten nach den Sätzen 1 und 2 sowie die Pflichten nach § 4 Absatz 1 Satz 1 und Absatz 4 Satz 2 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes sind gleichrangig.

(2) Absatz 1 ist entsprechend anzuwenden, wenn die Anlage an das Netz des Anlagenbetreibers oder einer dritten Person, die nicht Netzbetreiber ist, angeschlossen ist und der Strom mittels kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe in ein Netz angeboten wird.

(3) Die Pflichten nach Absatz 1 bestehen nicht, soweit Anlagenbetreiber oder Direktvermarktungsunternehmer und Netzbetreiber unbeschadet des § 15 zur besseren Integration der Anlage in das Netz ausnahmsweise vertraglich vereinbaren, vom Abnahmevorrang abzuweichen. Bei Anwendung vertraglicher Vereinbarungen nach Satz 1 ist sicherzustellen, dass der Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien angemessen berücksichtigt und insgesamt die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien abgenommen wird.

(4) Die Pflichten nach Absatz 1 bestehen ferner nicht, soweit Anlagenbetreiber und Netzbetreiber ausnahmsweise auf Grund vertraglicher Vereinbarungen vom Abnahmevorrang abweichen und dies durch die Ausgleichsmechanismusverordnung zugelassen ist.

(5) Die Pflichten zur vorrangigen Abnahme, Übertragung und Verteilung treffen im Verhältnis zum aufnehmenden Netzbetreiber, der nicht Übertragungsnetzbetreiber ist,

1. den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber,
2. den nächstgelegenen inländischen Übertragungsnetzbetreiber, wenn im Netzbereich des abgabeberechtigten Netzbetreibers kein inländisches Übertragungsnetz betrieben wird, oder
3. insbesondere im Fall der Weitergabe nach Absatz 2 jeden sonstigen Netzbetreiber.

Abschnitt 2
Kapazitätserweiterung und Einspeisemanagement

§ 12
Erweiterung der Netzkapazität

(1) Netzbetreiber müssen auf Verlangen der Einspeisewilligen unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik optimieren, verstärken und ausbauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien oder Grubengas sicherzustellen. Dieser Anspruch besteht auch gegenüber den Betreibern von vorgelagerten Netzen mit einer Spannung bis 110 Kilovolt, an die die An-

lage nicht unmittelbar angeschlossen ist, wenn dies erforderlich ist, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms sicherzustellen.

(2) Die Pflicht erstreckt sich auf sämtliche für den Betrieb des Netzes notwendigen technischen Einrichtungen sowie die im Eigentum des Netzbetreibers stehenden oder in sein Eigentum übergehenden Anschlussanlagen.

(3) Der Netzbetreiber muss sein Netz nicht optimieren, verstärken und ausbauen, soweit dies wirtschaftlich unzumutbar ist.

(4) Die Pflichten nach § 4 Absatz 6 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes sowie nach § 12 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes bleiben unberührt.

§ 13
Schadensersatz

(1) Verletzt der Netzbetreiber seine Pflicht aus § 12 Absatz 1, können Einspeisewillige Ersatz des hierdurch entstandenen Schadens verlangen. Die Ersatzpflicht tritt nicht ein, wenn der Netzbetreiber die Pflichtverletzung nicht zu vertreten hat.

(2) Liegen Tatsachen vor, die die Annahme begründen, dass der Netzbetreiber seine Pflicht aus § 12 Absatz 1 nicht erfüllt hat, können Anlagenbetreiber Auskunft von dem Netzbetreiber darüber verlangen, ob und inwieweit der Netzbetreiber das Netz optimiert, verstärkt und ausgebaut hat.

§ 14
Einspeisemanagement

(1) Netzbetreiber dürfen unbeschadet ihrer Pflicht nach § 12 ausnahmsweise an ihr Netz unmittelbar oder mittelbar angeschlossene Anlagen und KWK-Anlagen, die mit einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung im Sinne von § 9 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1, Satz 2 Nummer 1 oder Absatz 2 Nummer 1 oder 2 Buchstabe a ausgestattet sind, regeln, soweit

1. andernfalls im jeweiligen Netzbereich einschließlich des vorgelagerten Netzes ein Netzengpass entstünde,
2. der Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung gewahrt wird, soweit nicht sonstige Stromerzeuger am Netz bleiben müssen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten, und
3. sie die verfügbaren Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen haben.

Bei der Regelung der Anlagen nach Satz 1 sind Anlagen im Sinne des § 9 Absatz 2 erst nachrangig gegenüber den übrigen Anlagen zu regeln. Im Übrigen müssen die Netzbetreiber sicherstellen, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird.

(2) Netzbetreiber müssen Betreiber von Anlagen nach § 9 Absatz 1 spätestens am Vortag, ansonsten unverzüglich über den zu erwartenden Zeitpunkt, den Umfang und die Dauer der Regelung unterrichten, sofern die Durchführung der Maßnahme vorhersehbar ist.

(3) Netzbetreiber müssen die von Maßnahmen nach Absatz 1 Betroffenen unverzüglich über die tatsächlichen Zeitpunkte, den jeweiligen Umfang, die Dauer und die Gründe der Regelung unterrichten und auf Verlangen innerhalb von vier Wochen Nachweise über die Erforderlichkeit der Maßnahme vorlegen. Die Nachweise müssen eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Erforderlichkeit der Maßnahme vollständig nachvollziehen zu können; zu diesem Zweck sind im Fall eines Verlangens nach Satz 1 letzter Halbsatz insbesondere die nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 erhobenen Daten vorzulegen. Die Netzbetreiber können abweichend von Satz 1 Betreiber von Anlagen nach § 9 Absatz 2 in Verbindung mit Absatz 3 nur einmal jährlich über die Maßnahmen nach Absatz 1 unterrichten, solange die Gesamtdauer dieser Maßnahmen 15 Stunden pro Anlage im Kalenderjahr nicht überschritten hat; diese Unterrichtung muss bis zum 31. Januar des Folgejahres erfolgen. § 13 Absatz 5 Satz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes bleibt unberührt.

§ 15
Härtefallregelung

(1) Wird die Einspeisung von Strom aus einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung wegen eines Netzengpasses im Sinne von § 14 Absatz 1 reduziert, muss der Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, die von der Maßnahme betroffenen Betreiber abweichend von § 13 Absatz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes für 95 Prozent der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen entschädigen. Übersteigen die entgangenen Einnahmen nach Satz 1 in einem Jahr 1 Prozent der Einnahmen dieses Jahres, sind die von der Regelung betroffenen Betreiber ab diesem Zeitpunkt zu 100 Prozent zu entschädigen. Der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Regelung nach § 14 liegt, muss dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, die Kosten für die Entschädigung ersetzen.

(2) Der Netzbetreiber kann die Kosten nach Absatz 1 bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen, soweit die Maßnahme erforderlich war und er sie nicht zu vertreten hat. Der Netzbetreiber hat sie insbesondere zu vertreten, soweit er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat.

(3) Schadensersatzansprüche von Anlagenbetreibern gegen den Netzbetreiber bleiben unberührt.

Abschnitt 3
Kosten

§ 16
Netzanschluss

(1) Die notwendigen Kosten des Anschlusses von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas an den Verknüpfungspunkt nach § 8 Absatz 1 oder 2 sowie der notwendigen Messeinrichtungen zur Erfassung des gelieferten und des bezogenen Stroms trägt der Anlagenbetreiber.

(2) Weist der Netzbetreiber den Anlagen nach § 8 Absatz 3 einen anderen Verknüpfungspunkt zu, muss er die daraus resultierenden Mehrkosten tragen.

§ 17
Kapazitätserweiterung

Die Kosten der Optimierung, der Verstärkung und des Ausbaus des Netzes trägt der Netzbetreiber.

§ 18
Vertragliche Vereinbarung

(1) Netzbetreiber können infolge der Vereinbarung nach § 11 Absatz 3 entstandene Kosten im nachgewiesenen Umfang bei der Ermittlung des Netzentgelts in Ansatz bringen, soweit diese Kosten im Hinblick auf § 1 oder § 2 Absatz 1 wirtschaftlich angemessen sind.

(2) Die Kosten unterliegen der Prüfung auf Effizienz durch die Regulierungsbehörde nach Maßgabe der Bestimmungen des Energiewirtschaftsgesetzes.

Teil 3
Finanzielle Förderung

Abschnitt 1
Allgemeine Förderbestimmungen

§ 19
Förderanspruch für Strom

(1) Betreiber von Anlagen, in denen ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt werden, haben für den in diesen Anlagen erzeugten Strom gegen den Netzbetreiber einen Anspruch

1. auf die Marktprämie nach § 32, wenn sie den Strom direkt vermarkten und dem Netzbetreiber das Recht überlassen, diesen Strom als „Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas“ zu kennzeichnen (geförderte Direktvermarktung), oder
2. auf eine Einspeisevergütung nach § 35 oder § 36, wenn sie den Strom dem Netzbetreiber zur Verfügung stellen und soweit dies abweichend von § 2 Absatz 2 ausnahmsweise zugelassen ist.

(2) Auf die zu erwartenden Zahlungen nach Absatz 1 sind monatlich jeweils zum 15. Kalendertag für den Vormonat Abschläge in angemessenem Umfang zu leisten.

(3) Der Anspruch nach Absatz 1 wird nicht fällig und der Anspruch auf monatliche Abschläge nach Absatz 2 entfällt, solange Anlagenbetreiber ihre Pflichten zur Datenübermittlung für das jeweilige Vorjahr nach § 67 nicht erfüllt haben.

(4) Der Anspruch nach Absatz 1 besteht auch dann, wenn der Strom vor der Einspeisung in das Netz zwischengespeichert worden ist. In diesem Fall bezieht sich der Anspruch auf die Strommenge, die aus dem Zwischenspeicher in das Netz eingespeist wird. Die Förderhöhe bestimmt sich nach der Höhe der finanziellen Förderung, die der Netzbetreiber nach Absatz 1 bei einer Einspeisung des Stroms in das Netz ohne Zwischenspeicherung an den Anlagenbetreiber zahlen müsste. Der Anspruch nach Absatz 1 besteht auch bei einem gemischten Einsatz von erneuerbaren Energien und Speichergasen.

§ 20
Wechsel zwischen Veräußerungsformen

(1) Anlagenbetreiber dürfen mit jeder Anlage nur zum ersten Kalendertag eines Monats zwischen den folgenden Veräußerungsformen wechseln:

1. der geförderten Direktvermarktung,
2. einer sonstigen Direktvermarktung,
3. der Einspeisevergütung nach § 35 und
4. der Einspeisevergütung nach § 36.

(2) Anlagenbetreiber dürfen den in einer Anlage erzeugten Strom nicht anteilig in verschiedenen Veräußerungsformen nach Absatz 1 veräußern.

(3) Unbeschadet von Absatz 1 können Anlagenbetreiber jederzeit

1. ihren Direktvermarktungsunternehmer wechseln oder
2. den Strom vollständig oder anteilig an Dritte veräußern, sofern diese den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbrauchen und der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird.

§ 21

Verfahren für den Wechsel

(1) Anlagenbetreiber müssen dem Netzbetreiber einen Wechsel zwischen den Veräußerungsformen nach § 20 Absatz 1 vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats mitteilen. Wechseln sie in die Veräußerungsform nach § 20 Absatz 1 Nummer 4 oder aus dieser heraus, können sie dem Netzbetreiber einen Wechsel abweichend von Satz 1 bis zum fünftletzten Werktag des Vormonats mitteilen.

(2) Bei den Mitteilungen nach Absatz 1 müssen die Anlagenbetreiber auch angeben:

1. die Veräußerungsform nach § 20 Absatz 1, in die gewechselt wird, und
2. bei einem Wechsel in eine Direktvermarktung nach § 20 Absatz 1 Nummer 1 oder 2 den Bilanzkreis im Sinne des § 3 Nummer 10a des Energiewirtschaftsgesetzes, dem der direkt vermarktete Strom zugeordnet werden soll.

Im Fall des Satzes 1 Nummer 2 sollen die Anlagenbetreiber auch den Bilanz- oder Unterbilanzkreis angeben, in den Ausgleichsenergiemengen einzustellen sind.

(3) Soweit die Bundesnetzagentur keine Festlegung nach § 81 Absatz 3 Nummer 3 getroffen hat, müssen die Netzbetreiber spätestens ab dem 1. April 2015 für den Wechsel zwischen den Veräußerungsformen an die Vorgaben dieses Gesetzes angepasste bundesweit einheitliche, massengeschäftstaugliche Verfahren einschließlich Verfahren für die vollständig automatisierte elektronische Übermittlung und Nutzung der Meldungsdaten zur Verfügung stellen, die den Vorgaben des Bundesdatenschutzgesetzes genügen. Für diesen Datenaustausch ist ein einheitliches Datenformat vorzusehen. Die Verbände der Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowie der Anlagenbetreiber sind an der Entwicklung der Verfahren und Formate für den Datenaustausch angemessen zu beteiligen.

(4) Anlagenbetreiber müssen für die Übermittlung von Mitteilungen nach den Absätzen 1 und 2 an den Netzbetreiber spätestens ab dem 1. Juli 2015 das Verfahren und das Format nach Absatz 3 nutzen.

§ 22
Förderbeginn und Förderdauer

Die finanzielle Förderung ist jeweils für die Dauer von 20 Kalenderjahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres der Anlage zu zahlen. Beginn der Frist nach Satz 1 ist der Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage, soweit sich aus den nachfolgenden Bestimmungen nichts anderes ergibt.

§ 23
Berechnung der Förderung

(1) Die Höhe des Anspruchs auf finanzielle Förderung bestimmt sich nach den hierfür als Berechnungsgrundlage anzulegenden Werten für Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas. Anzulegender 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 oder 53 in Cent pro Kilowattstunde.

(2) Die Höhe der anzulegenden Werte für Strom, der in Abhängigkeit von der Bemessungsleistung oder der installierten Leistung der Anlage gefördert wird, bestimmt sich

1. bei einer finanziellen Förderung für Strom aus solarer Strahlungsenergie jeweils anteilig nach der installierten Leistung der Anlage im Verhältnis zu dem jeweils anzuwendenden Schwellenwert und
2. bei einer finanziellen Förderung in allen anderen Fällen jeweils anteilig nach der Bemessungsleistung der Anlage.

(3) In den anzulegenden Werten ist die Umsatzsteuer nicht enthalten.

(4) Die Höhe des Anspruchs auf finanzielle Förderung verringert sich

1. nach Maßgabe des § 24, des § 45 Absatz 4 oder der Nummer I.1.5 der Anlage 3 bei einem Verstoß gegen eine Bestimmung dieses Gesetzes,
2. nach Maßgabe der §§ 25 bis 29 wegen der degressiven Ausgestaltung der finanziellen Förderung,
3. nach Maßgabe des § 35 Absatz 3 oder des § 36 Absatz 2 bei der Inanspruchnahme einer Einspeisevergütung,

4. nach Maßgabe des § 45 Absatz 1 Satz 2 für den dort genannten Anteil der in einem Kalenderjahr erzeugten Strommenge aus Biogas oder
5. nach Maßgabe des § 53 Absatz 3 für Strom aus Freiflächenanlagen.

§ 24
Verringerung der Förderung

(1) Der anzulegende Wert nach § 23 Absatz 1 Satz 2 verringert sich auf null,

1. solange Anlagenbetreiber die zur Registrierung der Anlage erforderlichen Angaben nicht nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 90 an das Anlagenregister übermittelt haben,
2. solange und soweit Anlagenbetreiber einer nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 90 registrierten Anlage eine Erhöhung der installierten Leistung der Anlage nicht nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 90 an das Anlagenregister übermittelt haben.

(2) Der anzulegende Wert nach § 23 Absatz 1 Satz 2 verringert sich auf den Monatsmarktwert,

1. solange Anlagenbetreiber gegen § 9 Absatz 1, 2, 5 oder 6 oder § 20 Absatz 2 verstoßen,
2. wenn Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber den Wechsel zwischen den verschiedenen Veräußerungsformen nach § 20 Absatz 1 nicht nach Maßgabe des § 21 übermittelt haben, wobei ein Verstoß gegen § 21 Absatz 2 Satz 2 unbeachtlich ist,
3. wenn der Strom mit Strom aus mindestens einer anderen Anlage über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet wird und nicht
   a) der gesamte über diese Messeinrichtung abgerechnete Strom direkt vermarktet wird oder
   b) für den gesamten über diese Messeinrichtung abgerechneten Strom eine Einspeisevergütung in Anspruch genommen wird,
4. solange Anlagenbetreiber, die den in der Anlage erzeugten Strom dem Netzbetreiber nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 zur Verfügung stellen, gegen § 37 Absatz 2 verstoßen, mindestens jedoch für die Dauer des gesamten Kalendermonats, in dem ein solcher Verstoß erfolgt ist,
5. wenn Anlagenbetreiber gegen die in § 76 geregelten Pflichten verstoßen,
6. soweit die Errichtung oder der Betrieb der Anlage dazu dient, die Vorbildfunktion öffentlicher Gebäude auf Grund einer landesrechtlichen Regelung nach

§ 3 Absatz 4 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes zu erfüllen, und wenn die Anlage keine KWK-Anlage ist.

Die Verringerung gilt im Fall des Satzes 1 Nummer 2 oder Nummer 3 bis zum Ablauf des Kalendermonats, der auf die Beendigung des Verstoßes folgt, und im Fall des Satzes 1 Nummer 5 für die Dauer des Verstoßes zuzüglich der darauf folgenden sechs Kalendermonate.

§ 25

Allgemeine Bestimmungen zur Absenkung der Förderung

(1) Die anzulegenden Werte sind unbeschadet des § 96 der Berechnung der finanziellen Förderung zu Grunde zu legen

1. für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die vor dem 1. September 2014 in Betrieb genommen worden sind,
2. für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Geothermie und für Strom aus Windenergieanlagen auf See, die vor dem 1. Januar 2018 in Betrieb genommen worden sind, und
3. für Strom aus sonstigen Anlagen, die vor dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen worden sind.

Sie sind ferner der Berechnung der finanziellen Förderung für Strom aus Anlagen zu Grunde zu legen, die ab den in Satz 1 genannten Zeitpunkten in Betrieb genommen werden, mit der Maßgabe, dass sich die anzulegenden Werte nach Maßgabe der §§ 26 bis 29, § 35 Absatz 3 und § 36 Absatz 2 Satz 1 verringern. Die zum jeweiligen Inbetriebnahmezeitpunkt errechneten anzulegenden Werte sind jeweils für die gesamte Förderdauer nach § 22 anzuwenden.

(2) Die Veröffentlichungen, die für die Anwendung der §§ 27 bis 29 und der Nummer I 5 der Anlage 3 erforderlich sind, einschließlich der Veröffentlichung der nach den §§ 27 bis 29 jeweils geltenden anzulegenden Werte regelt die Rechtsverordnung nach § 90, wobei für jeden Kalendermonat bis zum Ende des Folgemonats nach Maßgabe dieser Rechtsverordnung veröffentlicht werden muss:

1. für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse:
   a) die Summe der installierten Leistung der Anlagen, die in diesem Zeitraum als in Betrieb genommen registriert worden sind (Brutto-Zubau),
   b) die Summe der installierten Leistung, die nach dem 31. Juli 2014 erstmalig in Anlagen in Betrieb gesetzt wird, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind,
2. für Windenenergieanlagen an Land:

a) die Summe der installierten Leistung der Anlagen, die in diesem Zeitraum als in Betrieb genommen registriert worden sind,

b) die Summe der installierten Leistung der Anlagen, die in diesem Zeitraum als endgültig stillgelegt registriert worden sind, und

c) die Differenz zwischen den Werten nach Buchstabe a und b (Netto-Zubau),

3. für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie die Summe der installierten Leistung der Anlagen, die in diesem Zeitraum als in Betrieb genommen registriert worden sind (Brutto-Zubau).

(3) Die anzulegenden Werte werden nach der Berechnung nach Absatz 1 in Verbindung mit den §§ 26 bis 29 auf zwei Stellen nach dem Komma gerundet. Für die Berechnung der Höhe der anzulegenden Werte auf Grund einer erneuten Anpassung nach Absatz 1 in Verbindung mit den §§ 26 bis 29 sind die ungerundeten Werte der vorherigen Anpassung zugrunde zu legen.

§ 26

Jährliche Absenkung der Förderung

Die anzulegenden Werte verringern sich für Strom aus

1. Wasserkraft nach § 38 ab dem Jahr 2016 jährlich zum 1. Januar um 1,0 Prozent,
2. Deponiegas nach § 39, Klärgas nach § 40 und Grubengas nach § 41 ab dem Jahr 2016 jährlich zum 1. Januar jeweils um 1,5 Prozent,
3. Geothermie nach § 46 ab dem Jahr 2018 jährlich zum 1. Januar um 5,0 Prozent,
4. Windenergieanlagen auf See

   a) nach § 48 Absatz 2

      aa) zum 1. Januar 2018 um 0,5 Cent pro Kilowattstunde,

      bb) zum 1. Januar 2020 um 1,0 Cent pro Kilowattstunde und

      cc) ab dem Jahr 2021 jährlich zum 1. Januar um 0,5 Cent pro Kilowattstunde,

   b) nach § 48 Absatz 3 zum 1. Januar 2018 um 1,0 Cent pro Kilowattstunde.

§ 27
Absenkung der Förderung für Strom aus Biomasse

(1) Der Brutto-Zubau von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse soll nicht mehr als 100 Megawatt installierter Leistung pro Jahr betragen.

(2) Die anzulegenden Werte nach den §§ 42 bis 44 verringern sich ab dem Jahr 2016 jeweils zum 1. Januar, 1. April, 1. Juli und 1. Oktober eines Jahres um 0,5 Prozent gegenüber den in den jeweils vorangegangenen drei Kalendermonaten geltenden anzulegenden Werten.

(3) Die Absenkung nach Absatz 2 erhöht sich auf 1,27 Prozent, wenn der nach § 25 Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe a veröffentlichte Brutto-Zubau von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse in dem gesamten Bezugszeitraum nach Absatz 4 das Ziel nach Absatz 1 überschreitet.

(4) Bezugszeitraum ist der Zeitraum nach dem letzten Kalendertag des 18. Monats und vor dem ersten Kalendertag des fünften Monats, der einem Zeitpunkt nach Absatz 2 vorangeht.

§ 28
Absenkung der Förderung für Strom aus Windenergieanlagen an Land

(1) Der Zielkorridor für den Netto-Zubau von Windenergieanlagen an Land beträgt 2 400 bis 2 600 Megawatt pro Jahr.

(2) Die anzulegenden Werte nach § 47 verringern sich ab dem Jahr 2016 jeweils zum 1. Januar, 1. April, 1. Juli und 1. Oktober eines Jahres um 0,4 Prozent gegenüber den in den jeweils vorangegangenen drei Kalendermonaten geltenden anzulegenden Werten.

(3) Die Absenkung der anzulegenden Werte nach Absatz 2 erhöht sich, wenn der nach § 25 Absatz 2 Nummer 2 Buchstabe c veröffentlichte Netto-Zubau von Windenergieanlagen an Land in dem gesamten Bezugszeitraum nach Absatz 6 den Zielkorridor nach Absatz 1

1. um bis zu 200 Megawatt überschreitet, auf 0,5 Prozent,
2. um mehr als 200 Megawatt überschreitet, auf 0,6 Prozent,
3. um mehr als 400 Megawatt überschreitet, auf 0,8 Prozent,
4. um mehr als 600 Megawatt überschreitet, auf 1,0 Prozent oder
5. um mehr als 800 Megawatt überschreitet, auf 1,2 Prozent.

(4) Die Absenkung der anzulegenden Werte nach Absatz 2 verringert sich, wenn der nach § 25 Absatz 2 Nummer 2 Buchstabe c veröffentlichte Netto-Zubau von Wind-

energieanlagen an Land in dem gesamten Bezugszeitraum nach Absatz 6 den Zielkorridor nach Absatz 1

1. um bis zu 200 Megawatt unterschreitet, auf 0,3 Prozent,
2. um mehr als 200 Megawatt unterschreitet, auf 0,2 Prozent oder
3. um mehr als 400 Megawatt unterschreitet, auf null.

(5) Die Absenkung der anzulegenden Werte nach Absatz 2 verringert sich auf null und es erhöhen sich die anzulegenden Werte nach § 47 gegenüber den in den jeweils vorangegangenen drei Kalendermonaten geltenden anzulegenden Werten, wenn der nach § 25 Absatz 2 Nummer 2 Buchstabe c veröffentlichte Netto-Zubau von Windenergieanlagen an Land in dem gesamten Bezugszeitraum nach Absatz 6 den Zielkorridor nach Absatz 1

1. um mehr als 600 Megawatt unterschreitet, um 0,2 Prozent oder
2. um mehr als 800 Megawatt unterschreitet, um 0,4 Prozent.

(6) Bezugszeitraum ist der Zeitraum nach dem letzten Kalendertag des 18. Monats und vor dem ersten Kalendertag des 5. Monats, der einem Zeitpunkt nach Absatz 2 vorangeht.

§ 29
Absenkung der Förderung für Strom aus solarer Strahlungsenergie

(1) Der Zielkorridor für den Brutto-Zubau von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie beträgt 2 400 bis 2 600 Megawatt pro Jahr.

(2) Die anzulegenden Werte nach § 49 verringern sich ab dem 1. September 2014 monatlich zum ersten Kalendertag eines Monats um 0,5 Prozent gegenüber den in dem jeweils vorangegangenen Kalendermonat geltenden anzulegenden Werten. Die monatliche Absenkung nach Satz 1 erhöht oder verringert sich jeweils zum 1. Januar, 1. April, 1. Juli und 1. Oktober jedes Jahres nach Maßgabe der Absätze 3 und 4.

(3) Die monatliche Absenkung der anzulegenden Werte nach Absatz 2 Satz 2 erhöht sich, wenn der nach § 25 Absatz 2 Nummer 3 veröffentlichte Brutto-Zubau von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie in dem gesamten Bezugszeitraum nach Absatz 5 den Zielkorridor nach Absatz 1

1. um bis zu 900 Megawatt überschreitet, auf 1,00 Prozent,
2. um mehr als 900 Megawatt überschreitet, auf 1,40 Prozent,
3. um mehr als 1 900 Megawatt überschreitet, auf 1,80 Prozent,
4. um mehr als 2 900 Megawatt überschreitet, auf 2,20 Prozent,
5. um mehr als 3 900 Megawatt überschreitet, auf 2,50 Prozent oder
6. um mehr als 4 900 Megawatt überschreitet, auf 2,80 Prozent.

(4) Die monatliche Absenkung der anzulegenden Werte nach Absatz 2 Satz 2 verringert sich, wenn der nach § 25 Absatz 2 Nummer 3 veröffentlichte Brutto-Zubau von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie in dem gesamten Bezugszeitraum nach Absatz 5 den Zielkorridor nach Absatz 1

1. um bis zu 900 Megawatt unterschreitet, auf 0,25 Prozent,
2. um mehr als 900 Megawatt unterschreitet, auf null oder
3. um mehr als 1 400 Megawatt unterschreitet, auf null; die anzulegenden Werte nach § 49 erhöhen sich zum ersten Kalendertag des jeweiligen Quartals einmalig um 1,50 Prozent.

(5) Bezugszeitraum ist der Zeitraum nach dem letzten Kalendertag des 14. Monats und vor dem ersten Kalendertag des letzten Monats, der einem Zeitpunkt nach Absatz 2 vorangeht.

(6) Wenn die Summe der installierten Leistung geförderter Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie erstmals den Wert 52 000 Megawatt überschreitet, verringern sich die anzulegenden Werte nach § 49 zum ersten Kalendertag des zweiten auf die Überschreitung folgenden Kalendermonats auf null. Geförderte Anlagen sind alle Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie,

1. die nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 90 als geförderte Anlage registriert worden sind,
2. für die der Standort und die installierte Leistung nach § 16 Absatz 2 Satz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung, nach § 17 Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. März 2012 geltenden Fassung oder nach § 17 Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung an die Bundesnetzagentur übermittelt worden sind oder
3. vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind; die Summe der installierten Leistung ist von der Bundesnetzagentur unter Berücksichtigung der Meldungen im PV-Meldeportal, den Daten der Übertragungsnetzbetreiber und des statistischen Bundesamtes zu schätzen.

§ 30
Förderung für Strom aus mehreren Anlagen

(1) Mehrere Anlagen gelten unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung des Anspruchs nach § 19 für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator als eine Anlage, wenn

1. sie sich auf demselben Grundstück oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden,
2. sie Strom aus gleichartigen erneuerbaren Energien erzeugen,
3. der in ihnen erzeugte Strom nach den Regelungen dieses Gesetzes in Abhängigkeit von der Bemessungsleistung oder der installierten Leistung der Anlage finanziell gefördert wird und
4. sie innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind.

Abweichend von Satz 1 stehen mehrere Anlagen unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung des Anspruchs nach § 19 für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator einer Anlage gleich, wenn sie Strom aus Biogas mit Ausnahme von Biomethan erzeugen und das Biogas aus derselben Biogaserzeugungsanlage stammt.

(2) Unbeschadet von Absatz 1 Satz 1 stehen mehrere Anlagen nach § 49 Absatz 1 Nummer 2 und 3 unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung des Anspruchs nach § 19 für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator einer Anlage gleich, wenn sie

1. innerhalb derselben Gemeinde, die für den Erlass des Bebauungsplans zuständig ist, errichtet worden sind und
2. innerhalb von 24 aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in einem Abstand von bis zu 2 Kilometern in der Luftlinie, gemessen vom äußeren Rand der jeweiligen Anlage, in Betrieb genommen worden sind.

(3) Anlagenbetreiber können Strom aus mehreren Anlagen, die gleichartige erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, über eine gemeinsame Messeinrichtung abrechnen. In diesem Fall ist für die Berechnung der Förderung vorbehaltlich des Absatz 1 die installierte Leistung jeder einzelnen Anlage maßgeblich.

(4) Wird Strom aus mehreren Windenergieanlagen über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet, erfolgt abweichend von Absatz 3 die Zuordnung der Strommengen zu den Windenergieanlagen im Verhältnis des jeweiligen Referenzertrags.

§ 31
Aufrechnung

(1) Die Aufrechnung von Ansprüchen des Anlagenbetreibers nach § 19 mit einer Forderung des Netzbetreibers ist nur zulässig, soweit die Forderung unbestritten oder rechtskräftig festgestellt ist.

(2) Das Aufrechnungsverbot des § 23 Absatz 3 der Niederspannungsanschlussverordnung gilt nicht, soweit mit Ansprüchen aus diesem Gesetz aufgerechnet wird.

Abschnitt 2
Geförderte Direktvermarktung

§ 32
Marktprämie

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

(2) Die Höhe der Marktprämie wird kalendermonatlich berechnet. Die Berechnung erfolgt rückwirkend anhand der für den jeweiligen Kalendermonat berechneten Werte nach Anlage 1.

§ 33
Voraussetzungen der Marktprämie

Der Anspruch auf Zahlung der Marktprämie besteht nur, wenn

1. für den Strom kein vermiedenes Netzentgelt nach § 18 Absatz 1 Satz 1 der Stromnetzentgeltverordnung in Anspruch genommen wird,
2. der Strom in einer Anlage erzeugt wird, die fernsteuerbar im Sinne von § 34 Absatz 1 ist, und
3. der Strom in einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert wird, in dem ausschließlich folgender Strom bilanziert wird:
   a) Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, der in der Veräußerungsform des § 20 Absatz 1 Nummer 1 direkt vermarktet wird, oder
   b) Strom, der nicht unter Buchstabe a fällt und dessen Einstellung in den Bilanz- oder Unterbilanzkreis nicht von dem Anlagenbetreiber oder dem Direktvermarktungsunternehmer zu vertreten ist.

§ 34
Fernsteuerbarkeit

(1) Anlagen sind fernsteuerbar im Sinne von § 33 Nummer 2, wenn die Anlagenbetreiber

1. die technischen Einrichtungen vorhalten, die erforderlich sind, damit ein Direktvermarktungsunternehmer oder eine andere Person, an die der Strom veräußert wird, jederzeit
   a) die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen kann und
   b) die Einspeiseleistung ferngesteuert reduzieren kann, und
2. dem Direktvermarktungsunternehmer oder der anderen Person, an die der Strom veräußert wird, die Befugnis einräumen, jederzeit
   a) die jeweilige Ist-Einspeisung abzurufen und
   b) die Einspeiseleistung ferngesteuert in einem Umfang zu reduzieren, der für eine bedarfsgerechte Einspeisung des Stroms erforderlich ist.

Satz 1 Nummer 1 ist auch erfüllt, wenn für mehrere Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, gemeinsame technische Einrichtungen vorgehalten werden, mit der der Direktvermarktungsunternehmer oder die andere Person jederzeit die gesamte Ist-Einspeisung der Anlagen abrufen und die gesamte Einspeiseleistung der Anlagen ferngesteuert reduzieren kann.

(2) Für Anlagen, bei denen nach § 21c des Energiewirtschaftsgesetzes Messsysteme im Sinne des § 21d des Energiewirtschaftsgesetzes einzubauen sind, die die Anforderungen nach § 21e des Energiewirtschaftsgesetzes erfüllen, muss die Abrufung der Ist-Einspeisung und die ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung nach Absatz 1 über das Messsystem erfolgen; § 21g des Energiewirtschaftsgesetzes ist zu beachten. Solange der Einbau eines Messsystems nicht technisch möglich im Sinne des § 21c Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes ist, sind unter Berücksichtigung der einschlägigen Standards und Empfehlungen des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik Übertragungstechniken und Übertragungswege zulässig, die dem Stand der Technik bei Inbetriebnahme der Anlage entsprechen; § 21g des Energiewirtschaftsgesetzes ist zu beachten. Satz 2 ist entsprechend anzuwenden für Anlagen, bei denen aus sonstigen Gründen keine Pflicht zum Einbau eines Messsystems nach § 21c des Energiewirtschaftsgesetzes besteht.

(3) Die Nutzung der technischen Einrichtungen nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 sowie die Befugnis, die nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 dem Direktvermarktungsunternehmer oder der anderen Person eingeräumt wird, dürfen das Recht des Netzbetreibers zum Einspeisemanagement nach § 14 nicht beschränken.

Abschnitt 3
Einspeisevergütung

§ 35

Einspeisevergütung für kleine Anlagen

(1) Anlagenbetreiber können für Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, den sie nach § 20 Absatz 1 Nummer 3 dem Netzbetreiber zur Verfügung stellen, von diesem Netzbetreiber eine Einspeisevergütung verlangen.

(2) Der Anspruch auf eine Einspeisevergütung besteht

1. für Strom aus Anlagen, die vor dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen worden sind und eine installierte Leistung von höchstens 500 Kilowatt haben,
2. für Strom aus Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2015 und vor dem 1. Januar 2017 in Betrieb genommen worden sind und eine installierte Leistung von höchstens 250 Kilowatt haben, und
3. für Strom aus Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2016 in Betrieb genommen worden sind und eine installierte Leistung von höchstens 100 Kilowatt haben.

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

1. 0,2 Cent pro Kilowattstunde für Strom im Sinne der §§ 38 bis 46 abzuziehen ist und
2. 0,4 Cent pro Kilowattstunde für Strom im Sinne der §§ 47 bis 49 abzuziehen ist.

(4) Unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der installierten Leistung nach Absatz 2 ist § 30 Absatz 1 Satz 1 entsprechend anzuwenden.

§ 36

Einspeisevergütung in Ausnahmefällen

(1) Anlagenbetreiber können für Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, den sie nach § 20 Absatz 1 Nummer 4 dem Netzbetreiber zur Verfügung stellen, von diesem Netzbetreiber eine Einspeisevergütung verlangen.

(2) Die Höhe der Einspeisevergütung berechnet sich aus den anzulegenden Werten und den §§ 20 bis 30, wobei sich die anzulegenden Werte nach der Absenkung nach den §§ 25 bis 29 um 20 Prozent gegenüber dem nach § 25 Absatz 3 Satz 1 anzule-

genden Wert verringern. Auf die nach Satz 1 ermittelten anzulegenden Werte ist § 25 Absatz 3 Satz 1 entsprechend anzuwenden.

§ 37

Gemeinsame Bestimmungen für die Einspeisevergütung

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

(2) Anlagenbetreiber, die dem Netzbetreiber Strom nach § 20 Absatz 1 Nummer 3 oder Nummer 4 zur Verfügung stellen, müssen ab diesem Zeitpunkt und für diesen Zeitraum dem Netzbetreiber den gesamten in dieser Anlage erzeugten Strom,

1. für den dem Grunde nach ein Anspruch nach § 19 besteht,
2. der nicht in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht wird und
3. der durch ein Netz durchgeleitet wird,

zur Verfügung stellen. Sie dürfen mit dieser Anlage nicht am Regelenergiemarkt teilnehmen.

Abschnitt 4
Besondere Förderbestimmungen (Sparten)

§ 38

Wasserkraft

(1) Für Strom aus Wasserkraft beträgt der anzulegende Wert

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt 12,52 Cent pro Kilowattstunde,
2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 2 Megawatt 8,25 Cent pro Kilowattstunde,
3. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt 6,31 Cent pro Kilowattstunde,
4. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 10 Megawatt 5,54 Cent pro Kilowattstunde,
5. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 20 Megawatt 5,34 Cent pro Kilowattstunde,
6. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 50 Megawatt 4,28 Cent pro Kilowattstunde

7. ab einer Bemessungsleistung von mehr als 50 Megawatt 3,30 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Der Anspruch auf finanzielle Förderung besteht auch für Strom aus Anlagen, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen wurden, wenn nach dem 31. Juli 2014 durch eine wasserrechtlich zugelassene Ertüchtigungsmaßnahme die installierte Leistung oder das Leistungsvermögen der Anlage erhöht wurde. Der Anspruch nach Satz 1 besteht ab dem Abschluss der Maßnahme für die Dauer von 20 Jahren zuzüglich des restlich verbleibenden Teils des Jahres, in dem die Maßnahme nach Satz 1 abgeschlossen worden ist.

(3) Für Strom aus Wasserkraft, der in Anlagen nach Absatz 2 Satz 1 mit einer installierten Leistung von mehr als 5 Megawatt erzeugt wird, besteht ein Anspruch auf finanzielle Förderung nur für den Strom, der der Leistungserhöhung nach Absatz 2 Satz 1 zuzurechnen ist. Wenn die Anlage vor dem 1. August 2014 eine installierte Leistung bis einschließlich 5 Megawatt aufwies, besteht für den Strom, der diesem Leistungsanteil entspricht, der Anspruch nach der bislang geltenden Regelung.

§ 39

Deponiegas

Für Strom aus Deponiegas beträgt der anzulegende Wert

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt 8,42 Cent pro Kilowattstunde und
2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt 5,83 Cent pro Kilowattstunde.

§ 40

Klärgas

Für Strom aus Klärgas beträgt der anzulegende Wert

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt 6,69 Cent pro Kilowattstunde und
2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt 5,83 Cent pro Kilowattstunde.

§ 41

Grubengas

(1) Für Strom aus Grubengas beträgt der anzulegende Wert

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 1 Megawatt 6,74 Cent pro pro Kilowattstunde,
2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt 4,91 Cent pro Kilowattstunde und
3. ab einer Bemessungsleistung von mehr als 5 Megawatt 4,00 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Der Anspruch nach Absatz 1 besteht nur, wenn das Grubengas aus Bergwerken des aktiven oder stillgelegten Bergbaus stammt.

§ 42

Biomasse

Für Strom aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung beträgt der anzulegende Wert

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 150 Kilowatt 13,66 Cent pro Kilowattstunde,
2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt 11,78 Cent pro Kilowattstunde,
3. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt 10,55 Cent pro Kilowattstunde und
4. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 20 Megawatt 5,85 Cent pro Kilowattstunde.

§ 43

Vergärung von Bioabfällen

(1) Für Strom aus Anlagen, in denen Biogas eingesetzt wird, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung mit einem Anteil von getrennt erfassten Bioabfällen im Sinne der Abfallschlüssel Nummer 20 02 01, 20 03 01 und 20 03 02 der Nummer 1 des Anhangs 1 der Bioabfallverordnung in dem jeweiligen Kalenderjahr von durchschnittlich mindestens 90 Masseprozent gewonnen worden ist, beträgt der anzulegende Wert

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt 15,26 Cent pro Kilowattstunde und
2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 20 Megawatt 13,38 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Ein Anspruch auf finanzielle Förderung besteht nur, wenn die Einrichtungen zur anaeroben Vergärung der Bioabfälle unmittelbar mit einer Einrichtung zur Nachrotte

der festen Gärrückstände verbunden sind und die nachgerotteten Gärrückstände stofflich verwertet werden.

§ 44

Vergärung von Gülle

Für Strom aus Anlagen, in denen Biogas eingesetzt wird, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung gewonnen worden ist, beträgt der anzulegende Wert 23,73 Cent pro Kilowattstunde, wenn

1. der Strom am Standort der Biogaserzeugungsanlage erzeugt wird,
2. die installierte Leistung am Standort der Biogaserzeugungsanlage insgesamt höchstens 75 Kilowatt beträgt und
3. zur Erzeugung des Biogases in dem jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich ein Anteil von Gülle mit Ausnahme von Geflügelmist und Geflügeltrockenkot von mindestens 80 Masseprozent eingesetzt wird.

§ 45

Gemeinsame Bestimmungen für Strom aus Biomasse und Gasen

(1) Der Anspruch auf finanzielle Förderung für Strom aus Biogas besteht für Strom, der in Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 Kilowatt erzeugt wird, nur für den Anteil der in einem Kalenderjahr erzeugten Strommenge, der einer Bemessungsleistung der Anlage von 50 Prozent des Wertes der installierten Leistung entspricht. Für den darüber hinausgehenden Anteil der in dem Kalenderjahr erzeugten Strommenge verringert sich der Anspruch auf finanzielle Förderung in der Veräußerungsform nach § 20 Absatz 1 Nummer 1 auf null und in den Veräußerungsformen nach § 20 Absatz 1 Nummer 3 und 4 auf den Monatsmarktwert.

(2) Der Anspruch auf finanzielle Förderung für Strom aus Biomasse besteht ferner nur,

1. wenn der Anlagenbetreiber durch eine Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe den Nachweis führt, welche Biomasse und in welchem Umfang Speichergas oder Grubengas eingesetzt werden,
2. soweit bei Anlagen, in denen Biomethan eingesetzt wird, der Strom in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird, und
3. wenn in Anlagen flüssige Biomasse eingesetzt wird, für den Stromanteil aus flüssiger Biomasse, die zur Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung notwendig ist;

flüssige Biomasse ist Biomasse, die zum Zeitpunkt des Eintritts in den Brenn- oder Feuerraum flüssig ist.

Pflanzenölmethylester ist in dem Umfang als Biomasse anzusehen, der zur Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung notwendig ist.

(3) Für den Anspruch auf finanzielle Förderung für Strom aus Biomasse nach § 42, § 43 oder § 44 ist ab dem ersten Kalenderjahr, das auf seine erstmalige Inanspruchnahme folgt, jährlich bis zum 28. Februar eines Jahres jeweils für das vorangegangene Kalenderjahr nachzuweisen:

1. die Erfüllung der Voraussetzungen nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 nach den anerkannten Regeln der Technik; die Einhaltung der anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn die Anforderungen des von der Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft – AGFW – e. V. herausgegebenen Arbeitsblatts FW 308 – Zertifizierung von KWK-Anlagen – Ermittlung des KWK-Stroms in der jeweils geltenden Fassung nachgewiesen werden; der Nachweis muss durch Vorlage eines Gutachtens eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien oder für den Bereich Wärmeversorgung erfolgen; anstelle des Nachweises nach Satz 1 können für serienmäßig hergestellte KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 2 Megawatt geeignete Unterlagen des Herstellers vorgelegt werden, aus denen die thermische und elektrische Leistung sowie die Stromkennzahl hervorgehen,
2. der Stromanteil aus flüssiger Biomasse nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 3 durch Vorlage einer Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs.

Bei der erstmaligen Inanspruchnahme des Anspruchs nach § 19 in Verbindung mit § 42 oder § 43 ist ferner die Eignung der Anlage zur Erfüllung der Voraussetzungen im Sinne von Satz 1 Nummer 1 durch ein Gutachten eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien oder für den Bereich Wärmeversorgung nachzuweisen

(4) Der Anspruch auf finanzielle Förderung für Strom aus Biomasse verringert sich in dem jeweiligen Kalenderjahr insgesamt auf den Wert „MW_{EPEX}“ nach Nummer 2.1 der Anlage 1 zu diesem Gesetz, wenn die Voraussetzungen nach Absatz 3 nicht nachgewiesen werden.

(5) Der Anspruch auf finanzielle Förderung für Strom aus Biomasse nach § 43 oder § 44 kann nicht mit § 42 kombiniert werden.

(6) Aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas ist jeweils als Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomethan oder Speichergas anzusehen,

1. soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomethan oder Speichergas entspricht, die an anderer Stelle im Geltungsbereich dieses Gesetzes in das Erdgasnetz eingespeist worden ist, und
2. wenn für den gesamten Transport und Vertrieb des Gases von seiner Herstellung oder Gewinnung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz Massenbilanzsysteme verwendet worden sind.

(7) Der Anspruch auf finanzielle Förderung für Strom aus Biomethan nach § 42 oder § 43 besteht auch, wenn das Biomethan vor seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz anhand der Energieerträge der zur Biomethanerzeugung eingesetzten Einsatzstoffe bilanziell in einsatzstoffbezogene Teilmengen geteilt wird. Die bilanzielle Teilung in einsatzstoffbezogene Teilmengen einschließlich der Zuordnung der eingesetzten Einsatzstoffe zu der jeweiligen Teilmenge ist im Rahmen der Massenbilanzierung nach Absatz 6 Nummer 2 zu dokumentieren.

(8) Soweit nach den Absätzen 2 oder 3 der Nachweis durch eine Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs zu führen ist, sind die für den Nachweis nicht erforderlichen personenbezogenen Angaben im Einsatzstoff-Tagebuch von dem Anlagenbetreiber zu schwärzen.

§ 46
Geothermie

Für Strom aus Geothermie beträgt der anzulegende Wert 25,20 Cent pro Kilowattstunde.

§ 47
Windenergie an Land

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

(2) Abweichend von Absatz 1 beträgt der anzulegende Wert in den ersten fünf Jahren ab der Inbetriebnahme der Anlage 8,9 Cent pro Kilowattstunde (Anfangswert). Diese Frist verlängert sich um einen Monat pro 0,36 Prozent des Referenzertrags, um den der Ertrag der Anlage 130 Prozent des Referenzertrags unterschreitet. Zusätzlich verlängert sich die Frist um einen Monat pro 0,48 Prozent des Referenzertrags, um den der Ertrag der Anlage 100 Prozent des Referenzertrags unterschreitet. Refe-

renzertrag ist der errechnete Ertrag der Referenzanlage nach Maßgabe der Anlage 2 zu diesem Gesetz.

(3) Für Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 50 Kilowatt wird für die Berechnung der Dauer der Anfangsvergütung angenommen, dass ihr Ertrag 75 Prozent des Referenzertrages beträgt.

§ 48

Windenergie auf See

(1) Für Strom aus Windenergieanlagen auf See beträgt der anzulegende Wert 3,90 Cent pro Kilowattstunde (Grundwert).

(2) Abweichend von Absatz 1 beträgt der anzulegende Wert in den ersten zwölf Jahren ab der Inbetriebnahme der Windenergieanlage auf See 15,40 Cent pro Kilowattstunde (Anfangswert). Der Zeitraum nach Satz 1 verlängert sich für jede über zwölf Seemeilen hinausgehende volle Seemeile, die die Anlage von der Küstenlinie nach § 5 Nummer 35 zweiter Halbsatz entfernt ist, um 0,5 Monate und für jeden über eine Wassertiefe von 20 Metern hinausgehenden vollen Meter Wassertiefe um 1,7 Monate. Die Wassertiefe ist ausgehend von dem Seekartennull zu bestimmen.

(3) Wenn die Windenergieanlage auf See vor dem 1. Januar 2020 in Betrieb genommen worden ist und der Anlagenbetreiber dies vor Inbetriebnahme der Anlage von dem Netzbetreiber verlangt, beträgt der anzulegende Wert abweichend von Absatz 1 in den ersten acht Jahren ab der Inbetriebnahme der Anlage 19,40 Cent pro Kilowattstunde. In diesem Fall entfällt der Anspruch nach Absatz 2 Satz 1, während der Anspruch auf die Zahlung nach Absatz 2 Satz 2 mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden ist, dass der Anfangswert im Zeitraum der Verlängerung 15,40 Cent pro Kilowattstunde beträgt.

(4) Ist die Einspeisung aus einer Windenergieanlage auf See länger als sieben aufeinanderfolgende Tage nicht möglich, weil die Leitung nach § 17d Absatz 1 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes nicht rechtzeitig fertiggestellt oder gestört ist und der Netzbetreiber dies nicht zu vertreten hat, verlängert sich der Zeitraum der finanziellen Förderung nach den Absätzen 2 und 3, beginnend mit dem achten Tag der Störung, um den Zeitraum der Störung. Satz 1 ist nicht anzuwenden, soweit der Betreiber der Windenergieanlage auf See die Entschädigung nach § 17e Absatz 1 oder Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes in Anspruch nimmt. Nimmt der Betreiber der Windenergieanlage auf See die Entschädigung nach § 17e Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes in Anspruch, verkürzt sich der Anspruch auf Förderung nach den Absätzen 2 und 3 um den Zeitraum der Verzögerung.

(5) Die Absätze 1 bis 4 sind nicht auf Windenergieanlagen auf See anzuwenden deren Errichtung nach dem 31. Dezember 2004 in einem Gebiet der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone oder des Küstenmeeres genehmigt worden ist, das nach § 57 in Verbindung mit § 32 Absatz 2 des Bundesnaturschutzgesetzes oder nach Landesrecht zu einem geschützten Teil von Natur und Landschaft erklärt worden ist. Satz 1 ist bis zur Unterschutzstellung auch für solche Gebiete anzuwenden, die das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit der Europäischen Kommission als Gebiete von gemeinschaftlicher Bedeutung oder als Europäische Vogelschutzgebiete benannt hat.

§ 49

Solare Strahlungsenergie

(1) Für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie beträgt der anzulegende Wert vorbehaltlich der Absätze 2 und 3 bis einschließlich einer installierten Leistung von 10 Megawatt 9,23 Cent pro Kilowattstunde abzüglich der Absenkung nach § 29, wenn die Anlage

1. in, an oder auf einem Gebäude oder einer sonstigen baulichen Anlage angebracht ist und das Gebäude oder die sonstige bauliche Anlage vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie errichtet worden ist,
2. auf einer Fläche errichtet worden ist, für die ein Verfahren nach § 38 Satz 1 des Baugesetzbuchs durchgeführt worden ist, oder
3. im Bereich eines beschlossenen Bebauungsplans im Sinne des § 30 des Baugesetzbuchs errichtet worden ist und
   a) der Bebauungsplan vor dem 1. September 2003 aufgestellt und später nicht mit dem Zweck geändert worden ist, eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie zu errichten,
   b) der Bebauungsplan vor dem 1. Januar 2010 für die Fläche, auf der die Anlage errichtet worden ist, ein Gewerbe- oder Industriegebiet im Sinne der §§ 8 und 9 der Baunutzungsverordnung ausgewiesen hat, auch wenn die Festsetzung nach dem 1. Januar 2010 zumindest auch mit dem Zweck geändert wurde, eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie zu errichten, oder
   c) der Bebauungsplan nach dem 1. September 2003 zumindest auch mit dem Zweck der Errichtung einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus so-

larer Strahlungsenergie aufgestellt oder geändert worden ist und sich die Anlage

aa) auf Flächen befindet, die längs von Autobahnen oder Schienenwegen liegen, und die Anlage in einer Entfernung bis zu 110 Metern, gemessen vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn, errichtet worden ist,

bb) auf Flächen befindet, die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans bereits versiegelt waren, oder

cc) auf Konversionsflächen aus wirtschaftlicher, verkehrlicher, wohnungsbaulicher oder militärischer Nutzung befindet und diese Flächen zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans nicht rechtsverbindlich als Naturschutzgebiet im Sinne des § 23 des Bundesnaturschutzgesetzes oder als Nationalpark im Sinne des § 24 des Bundesnaturschutzgesetzes festgesetzt worden sind.

(2) Für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die ausschließlich in, an oder auf einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind, beträgt der anzulegende Wert, jeweils abzüglich der Absenkung nach § 29,

1. bis einschließlich einer installierten Leistung von 10 Kilowatt 13,15 Cent pro Kilowattstunde,
2. bis einschließlich einer installierten Leistung von 40 Kilowatt 12,80 Cent pro Kilowattstunde,
3. bis einschließlich einer installierten Leistung von 1 Megawatt 11,49 Cent pro Kilowattstunde und
4. bis einschließlich einer installierten Leistung von 10 Megawatt 9,23 Cent pro Kilowattstunde.

(3) Für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die ausschließlich in, an oder auf einem Gebäude angebracht sind, das kein Wohngebäude ist und das im Außenbereich nach § 35 des Baugesetzbuchs errichtet wurde, ist Absatz 2 nur anzuwenden, wenn

1. nachweislich vor dem 1. April 2012
   a) für das Gebäude der Bauantrag oder der Antrag auf Zustimmung gestellt oder die Bauanzeige erstattet worden ist,

b) im Fall einer nicht genehmigungsbedürftigen Errichtung, die nach Maßgabe des Bauordnungsrechts der zuständigen Behörde zur Kenntnis zu bringen ist, für das Gebäude die erforderliche Kenntnisgabe an die Behörde erfolgt ist oder

c) im Fall einer sonstigen nicht genehmigungsbedürftigen, insbesondere genehmigungs-, anzeige- und verfahrensfreien Errichtung mit der Bauausführung des Gebäudes begonnen worden ist,

2. das Gebäude im räumlich-funktionalen Zusammenhang mit einer nach dem 31. März 2012 errichteten Hofstelle eines land- oder forstwirtschaftlichen Betriebes steht oder

3. das Gebäude der dauerhaften Stallhaltung von Tieren dient und von der zuständigen Baubehörde genehmigt worden ist;

im Übrigen ist Absatz 1 Nummer 1 anzuwenden.

(4) Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie auf Grund eines technischen Defekts, einer Beschädigung oder eines Diebstahls an demselben Standort ersetzen, sind abweichend von § 5 Nummer 21 bis zur Höhe der vor der Ersetzung an demselben Standort installierten Leistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie als zu dem Zeitpunkt in Betrieb genommen anzusehen, zu dem die ersetzten Anlagen in Betrieb genommen worden sind. Der Anspruch auf Förderung für die nach Satz 1 ersetzten Anlagen entfällt endgültig.

Abschnitt 5
Besondere Förderbestimmungen (Flexibilität)

§ 50
Förderanspruch für Flexibilität

(1) Anlagenbetreiber haben gegen den Netzbetreiber einen Anspruch auf finanzielle Förderung nach Maßgabe des § 51, § 52 oder § 53 für die Bereitstellung installierter Leistung, wenn für den in der Anlage erzeugten Strom dem Grunde nach auch ein Anspruch auf finanzielle Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in der für die Anlage maßgeblichen Fassung besteht; dieser Anspruch bleibt unberührt.

(2) Die §§ 19 Absatz 2 und 3, § 30 Absatz 1 und § 31 sind entsprechend anzuwenden.

§ 51

Flexibilitätszuschlag für neue Anlagen

(1) Der Anspruch nach § 50 beträgt für die Bereitstellung flexibler installierter Leistung in Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas mit einer installierten Leistung von mehr als 100 Kilowatt 40 Euro pro Kilowatt installierter Leistung und Jahr (Flexibilitätszuschlag).

(2) Ein Anspruch auf einen Flexibilitätszuschlag besteht nur, wenn der Anlagenbetreiber für den in § 45 Absatz 1 bestimmten Anteil der in einem Kalenderjahr erzeugten Strommenge eine finanzielle Förderung nach § 19 in Verbindung mit § 42 oder § 43 in Anspruch nimmt und dieser Anspruch nicht nach § 24 verringert ist.

(3) Der Flexibilitätszuschlag kann für die gesamte Förderdauer nach § 22 verlangt werden.

§ 52

Flexibilitätsprämie für bestehende Anlagen

Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas, die nach dem am 31. Juli 2014 geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind, können ergänzend zu einer Veräußerung des Stroms in den Veräußerungsformen nach § 20 Absatz 1 Nummer 1 und 2 von dem Netzbetreiber eine Prämie für die Bereitstellung zusätzlicher installierter Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung (Flexibilitätsprämie) verlangen. Der Anspruch nach Satz 1 beträgt 130 Euro pro Kilowatt flexibel bereitgestellter zusätzlicher installierter Leistung und Jahr, wenn die Voraussetzungen nach Nummer I der Anlage 3 erfüllt sind. Die Höhe der Flexibilitätsprämie bestimmt sich nach Nummer II der Anlage 3.

Abschnitt 6
Besondere Förderbestimmungen (Ausschreibungen)

§ 53

Ausschreibung der Förderung für Freiflächenanlagen

(1) Die Bundesnetzagentur muss die finanzielle Förderung und ihre Höhe für Strom aus Freiflächenanlagen nach § 19 oder für die Bereitstellung installierter Leistung aus Freiflächenanlagen nach § 50 nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 85 im Rahmen von Ausschreibungen ermitteln. Die Bundesnetzagentur macht die Ausschreibungen nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 85 bekannt.

(2) Ein Anspruch auf eine finanzielle Förderung im Fall der Ausschreibung besteht, wenn

1. der Anlagenbetreiber über eine Förderberechtigung verfügt, die im Rahmen der Ausschreibung nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 85 für die Anlage durch Zuschlag erteilt oder später der Anlage verbindlich zugeordnet worden ist,
2. die Anlage im Bereich eines beschlossenen Bebauungsplans im Sinne des § 30 des Baugesetzbuches errichtet worden ist, der zumindest auch mit dem Zweck aufgestellt oder geändert worden ist, eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie zu errichten,
3. ab der Inbetriebnahme der Anlage der gesamte während der Förderdauer nach § 22 in der Anlage erzeugte Strom in das Netz eingespeist und nicht selbst verbraucht wird und
4. die weiteren Voraussetzungen nach diesem Gesetz mit Ausnahme der Voraussetzungen nach § 49 Absatz 1 und die Voraussetzungen der Rechtsverordnung nach § 85 erfüllt sind.

(3) Für Strom aus Freiflächenanlagen, die ab dem ersten Tag des siebten auf die erstmalige Bekanntmachung einer Ausschreibung nach Absatz 1 Satz 2 folgenden Kalendermonats in Betrieb genommen worden sind, verringert sich der anzulegende Wert nach § 49 Absatz 1 Nummer 2 und 3 auf null. Für Strom aus Freiflächenanlagen, die vor dem in Satz 1 genannten Zeitpunkt in Betrieb genommen worden sind, sind die Absätze 1 und 2 nicht anzuwenden.

(4) Die Bundesnetzagentur veröffentlicht nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 85 das Ergebnis der Ausschreibungen einschließlich der Höhe der finanziellen Förderung, für die jeweils der Zuschlag erteilt wurde. Die Bundesnetzagentur teilt den betroffenen Netzbetreibern die Zuordnung einer Förderberechtigung zu einer Anlage im Sinne des Absatzes 2 Satz 1 Nummer 1 einschließlich der Höhe der finanziellen Förderung nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 85 mit.

Teil 4
Ausgleichsmechanismus

Abschnitt 1
Bundesweiter Ausgleich

§ 54
Weitergabe an den Übertragungsnetzbetreiber

Netzbetreiber müssen unverzüglich an den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber weitergeben:

1. den nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 vergüteten Strom und
2. für den gesamten nach § 19 Absatz 1 finanziell geförderten Strom das Recht, diesen Strom als „Strom aus erneuerbaren Energien, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ zu kennzeichnen.

§ 55
Ausgleich zwischen den Netzbetreibern und den Übertragungsnetzbetreibern

(1) Vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber müssen den Netzbetreibern die nach § 19 oder § 50 geleisteten finanziellen Förderungen nach Maßgabe des Teils 3 erstatten.

(2) Übertragungsnetzbetreiber müssen Netzbetreibern 50 Prozent der notwendigen Kosten erstatten, die ihnen durch eine effiziente Nachrüstung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie entstehen, wenn die Netzbetreiber auf Grund der Systemstabilitätsverordnung zu der Nachrüstung verpflichtet sind. § 11 Absatz 5 ist entsprechend anzuwenden.

(3) Netzbetreiber müssen vermiedene Netzentgelte nach § 18 der Stromnetzentgeltverordnung, die nach § 18 Absatz 1 Satz 3 Nummer 1 der Stromnetzentgeltverordnung nicht an Anlagenbetreiber gewährt werden und nach § 18 Absatz 2 und 3 der Stromnetzentgeltverordnung ermittelt worden sind, an die vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber auszahlen. § 11 Absatz 5 Nummer 2 ist entsprechend anzuwenden.

(4) Die Zahlungen nach den Absätzen 1 bis 3 sind zu saldieren. Auf die Zahlungen sind monatliche Abschläge in angemessenem Umfang zu entrichten.

(5) Zahlt ein Übertragungsnetzbetreiber dem Netzbetreiber eine höhere als im Teil 3 vorgesehene finanzielle Förderung, muss er den Mehrbetrag zurückfordern. Der Rückforderungsanspruch verjährt mit Ablauf des 31. Dezember des zweiten auf die

Einspeisung folgenden Kalenderjahres; die Pflicht nach Satz 1 erlischt insoweit. Die Sätze 1 und 2 sind im Verhältnis von aufnehmendem Netzbetreiber und Anlagenbetreiber entsprechend anzuwenden, es sei denn, die Zahlungspflicht ergibt sich aus einer vertraglichen Vereinbarung. § 31 Absatz 1 ist auf Ansprüche nach Satz 3 nicht anzuwenden.

§ 56

Ausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber müssen

1. die Informationen über den unterschiedlichen Umfang und den zeitlichen Verlauf der nach § 19 finanziell geförderten Strommengen speichern,
2. die Informationen über die Zahlungen von finanziellen Förderungen nach § 19 oder § 50 speichern,
3. die Strommengen nach Nummer 1 unverzüglich untereinander vorläufig ausgleichen,
4. monatliche Abschläge in angemessenem Umfang auf die Zahlungen nach Nummer 2 entrichten und
5. die Strommengen nach Nummer 1 und die Zahlungen nach Nummer 2 nach Maßgabe von Absatz 2 abrechnen.

Bei der Speicherung und Abrechnung der Zahlungen nach Satz 1 Nummer 2, 4 und 5 sind die Saldierungen auf Grund des § 55 Absatz 4 zugrunde zu legen.

(2) Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln jährlich bis zum 31. Juli die Strommenge, die sie im vorangegangenen Kalenderjahr nach § 11 oder § 54 abgenommen und nach § 19 oder § 55 finanziell gefördert sowie nach Absatz 1 vorläufig ausgeglichen haben, einschließlich der Strommenge, für die sie das Recht erhalten haben, den Strom als „Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas“ zu kennzeichnen, und den Anteil dieser Menge an der gesamten Strommenge, die Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Bereich des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers im vorangegangenen Kalenderjahr an Letztverbraucher geliefert haben.

(3) Übertragungsnetzbetreiber, die größere Mengen abzunehmen hatten, als es diesem durchschnittlichen Anteil entspricht, haben gegen die anderen Übertragungsnetzbetreiber einen Anspruch auf Abnahme und Vergütung nach den §§ 19 und 50, bis auch diese Netzbetreiber eine Strommenge abnehmen, die dem Durchschnittswert entspricht. Übertragungsnetzbetreiber, die, bezogen auf die gesamte von Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Bereich des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers im vorangegangenen Kalenderjahr gelieferte Strommenge, einen höheren Anteil

der finanziellen Förderung nach § 55 Absatz 1 zu vergüten oder einen höheren Anteil der Kosten nach § 55 Absatz 2 zu ersetzen haben, als es dem durchschnittlichen Anteil aller Übertragungsnetzbetreiber entspricht, haben gegen die anderen Übertragungsnetzbetreiber einen Anspruch auf Erstattung der finanziellen Förderung oder Kosten, bis die Kostenbelastung aller Übertragungsnetzbetreiber dem Durchschnittswert entspricht.

§ 57
Vermarktung und EEG-Umlage

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber müssen selbst oder gemeinsam den nach den § 19 Absatz 1 Nummer 2 vergüteten Strom diskriminierungsfrei, transparent und unter Beachtung der Vorgaben der Ausgleichsmechanismusverordnung vermarkten.

(2) Die Übertragungsnetzbetreiber können von Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, anteilig zu dem jeweils von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen an ihre Letztverbraucher gelieferten Strom die Kosten für die erforderlichen Ausgaben nach Abzug der erzielten Einnahmen und nach Maßgabe der Ausgleichsmechanismusverordnung verlangen (EEG-Umlage). Es wird widerleglich vermutet, dass Energiemengen, die aus einem beim Übertragungsnetzbetreiber geführten Bilanzkreis an physikalische Entnahmestellen abgegeben werden und für die keine bilanzkreisscharfe Meldung eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens nach § 70 vorliegt, von dem Inhaber des betreffenden Bilanzkreises an Letztverbraucher geliefert wurden. Der Anteil ist so zu bestimmen, dass jedes Elektrizitätsversorgungsunternehmen für jede von ihm an einen Letztverbraucher gelieferte Kilowattstunde Strom dieselben Kosten trägt. Auf die Zahlung der EEG-Umlage sind monatliche Abschläge in angemessenem Umfang zu entrichten.

(3) Einwände gegen Forderungen der Übertragungsnetzbetreiber auf Zahlungen nach Absatz 2 berechtigen zum Zahlungsaufschub oder zur Zahlungsverweigerung nur, soweit die ernsthafte Möglichkeit eines offensichtlichen Fehlers besteht. Eine Aufrechnung gegen Forderungen nach Absatz 2 ist nicht zulässig. Im Fall von Zahlungsrückständen von mehr als einer Abschlagsforderung dürfen die Übertragungsnetzbetreiber den Bilanzkreisvertrag gegenüber dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen kündigen, wenn die Zahlung der Rückstände trotz Mahnung und Androhung der Kündigung drei Wochen nach Androhung der Kündigung nicht vollständig erfolgt ist. Die Androhung der Kündigung kann mit der Mahnung verbunden werden. Die Sätze 1, 3 und 4 sind für die Meldung der Energiemengen nach § 70 mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass die Frist für die Meldung der Daten nach Androhung der Kündigung sechs Wochen beträgt.

(4) Für Strom, der zum Zweck der Zwischenspeicherung an einen elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher geliefert oder geleitet wird, entfällt der Anspruch der Übertragungsnetzbetreiber auf Zahlung der EEG-Umlage nach den Absätzen 2 oder 3, wenn dem Stromspeicher Energie ausschließlich zur Wiedereinspeisung von Strom in das Netz entnommen wird. Satz 1 ist auch für Strom anzuwenden, der zur Erzeugung von Speichergas eingesetzt wird, das in das Erdgasnetz eingespeist wird, wenn das Speichergas unter Berücksichtigung der Anforderungen nach § 45 Absatz 2 Nummer 1 und 2 zur Stromerzeugung eingesetzt und der Strom tatsächlich in das Netz eingespeist wird. Der Anspruch der Übertragungsnetzbetreiber auf Zahlung der EEG-Umlage nach den Absätzen 2 und 3 entfällt ferner für Strom, der an Netzbetreiber zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste als Verlustenergie nach § 10 der Stromnetzentgeltverordnung geliefert wird.

(5) Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die ihrer Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage nach Absatz 2 nicht rechtzeitig nachgekommen sind, müssen diese Geldschuld nach § 352 Absatz 2 des Handelsgesetzbuchs ab Eintritt der Fälligkeit verzinsen. Satz 1 ist entsprechend anzuwenden, wenn die Fälligkeit nicht eintreten konnte, weil das Elektrizitätsversorgungsunternehmen die von ihm gelieferten Strommengen entgegen § 70 nicht oder nicht rechtzeitig dem Übertragungsnetzbetreiber gemeldet hat; ausschließlich zum Zweck der Verzinsung ist in diesem Fall die Geldschuld für die Zahlung der EEG-Umlage auf die nach § 70 mitzuteilende Strommenge eines Jahres spätestens am 1. Januar des Folgejahres als fällig zu betrachten.

§ 58
Eigenversorgung

(1) Übertragungsnetzbetreiber können von Eigenversorgern für Strom, der den Eigenversorgern nicht von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen geliefert wird, die EEG-Umlage verlangen. Die Regelungen dieses Gesetzes für Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind auf Eigenversorger entsprechend anzuwenden.

(2) Der Anspruch nach Absatz 1 entfällt

1. für Strom, den der Eigenversorger selbst verbraucht, aus Bestandsanlagen, die der Eigenversorger vor dem 1. September 2011 betrieben und zur Eigenversorgung genutzt hat,
2. für Strom aus sonstigen Bestandsanlagen nach Absatz 3,
3. für den Kraftwerkseigenverbrauch nach Absatz 4,
4. für Strom von Eigenversorgern, die weder unmittelbar noch mittelbar an ein Netz angeschlossen sind,

5. für Eigenversorger, die sich vollständig selbst mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgen und für den Strom aus ihren Anlagen, den sie nicht selbst verbrauchen, keine finanzielle Förderung nach Teil 3 in Anspruch nehmen, und
6. für kleine Eigenversorgungsanlagen nach Absatz 5.

Satz 1 Nummer 2 gilt nur,

1. wenn der Eigenversorger die Stromerzeugungsanlage als Eigenerzeuger betreibt,
2. soweit der Eigenversorger den Strom selbst verbraucht und
3. sofern der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird, es sei denn, der Strom wird im räumlichen Zusammenhang zu der Stromerzeugungsanlage verbraucht.

Satz 1 Nummer 3 bis 6 gilt nur, wenn der Eigenversorger die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt und soweit er den Strom im räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht und der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird.

(3) Als Bestandsanlage im Sinne des Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 gilt jede Stromerzeugungsanlage,

1. die der Eigenversorger vor dem 1. August 2014 betrieben und zur Eigenversorgung genutzt hat,
2. die vor dem 23. Januar 2014 nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz genehmigt oder nach einer anderen Bestimmung des Bundesrechts zugelassen worden ist und vor dem 1. Januar 2015 zur Eigenversorgung genutzt worden ist oder
3. die eine Stromerzeugungsanlage nach Nummer 1 oder 2 an demselben Standort erneuert, erweitert oder ersetzt, es sei denn, die installierte Leistung ist durch die Erneuerung, Erweiterung oder Ersetzung um mehr als 30 Prozent erhöht worden.

(4) Der Kraftwerkseigenverbrauch ist der Strom, der in den Neben- und Hilfsanlagen einer Stromerzeugungsanlage zur Erzeugung von Strom im technischen Sinne verbraucht wird.

(5) Kleine Eigenversorgungsanlagen sind Stromerzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 10 Kilowatt. Bei diesen Stromerzeugungsanlagen entfällt der Anspruch nach Absatz 1 für höchstens 10 Megawattstunden selbst verbrauchten Strom im Jahr; dies gilt ab der Inbetriebnahme der Stromerzeugungsanlage für die Dauer von 20 Kalenderjahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres. § 30 ist entsprechend anzuwenden.

(6) Für den Strom aus der Stromerzeugungsanlage eines Eigenversorgers, der nicht unter die Absätze 2 bis 5 fällt und den der Eigenversorger in unmittelbarer räumlicher Nähe zu der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht und nicht durch ein Netz durchleitet, verringert sich die EEG-Umlage

1. um 50 Prozent im Fall des Betriebs
   a) einer Anlage nach § 5 Nummer 1 oder
   b) einer KWK-Anlage, die hocheffizient im Sinne des § 53a Absatz 1 Satz 3 des Energiesteuergesetzes ist und einen Monats- oder Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 Prozent nach § 53a Absatz 1 Satz 2 Nummer 2 Energiesteuergesetz erreicht, oder
2. um 85 Prozent, sofern der Eigenversorger ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes nach Abschnitt B oder C der Klassifikation der Wirtschaftszweige des Statistischen Bundesamtes, Ausgabe 2008[3] ist, unabhängig von der für die Stromerzeugung eingesetzten Energie.

(7) Für die Überprüfung der Pflicht von Eigenversorgern zur Zahlung der EEG-Umlage können die Übertragungsnetzbetreiber sich die folgenden Daten übermitteln lassen, soweit dies erforderlich ist:

1. von den Hauptzollämtern Daten über Eigenerzeuger und Versorger, wenn und soweit dies im Stromsteuergesetz oder in einer auf der Grundlage des Stromsteuergesetzes erlassenen Rechtsverordnung zugelassen ist, und
2. vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle die Daten über die Eigenversorger nach § 8 Absatz 1 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes.

Die Übertragungsnetzbetreiber können die Daten nach Satz 1 Nummer 2 automatisiert mit den Daten nach § 70 Satz 3 abgleichen. Die nach Satz 1 erhobenen Daten sind nach Abschluss der Überprüfung nach Satz 1 Nummer 1 oder des Abgleichs nach Satz 2 jeweils unverzüglich zu löschen.

(8) Bei der Berechnung der selbst erzeugten und verbrauchten Strommengen nach den Absätzen 2 bis 6 darf Strom nur bis zu der Höhe des aggregierten Eigenverbrauchs, bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall (Zeitgleichheit), berücksichtigt werden.

[3] Amtlicher Hinweis: Zu beziehen beim Statistischen Bundesamt, Gustav-Stresemann-Ring 11, 65189 Wiesbaden; auch zu beziehen über www.destatis.de.

§ 59

Nachträgliche Korrekturen

(1) Bei der jeweils nächsten Abrechnung sind Änderungen der abzurechnenden Strommenge oder der finanziellen Förderungen zu berücksichtigen, die sich aus folgenden Gründen ergeben:

1. aus Rückforderungen auf Grund von § 55 Absatz 5,
2. aus einer rechtskräftigen Gerichtsentscheidung im Hauptsacheverfahren,
3. aus der Übermittlung und den Abgleich von Daten nach § 58 Absatz 7,
4. aus einem zwischen den Verfahrensparteien durchgeführten Verfahren bei der Clearingstelle nach § 77 Absatz 4 Satz 1 Nummer 1,
5. aus einer Entscheidung der Bundesnetzagentur nach § 81 oder
6. aus einem vollstreckbaren Titel, der erst nach der Abrechnung nach § 56 Absatz 1 ergangen ist.

(2) Ergeben sich durch die Verbrauchsabrechnung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen gegenüber Letztverbrauchern Abweichungen gegenüber den Strommengen, die einer Endabrechnung nach § 70 zugrunde liegen, sind diese Änderungen bei der jeweils nächsten Abrechnung zu berücksichtigen. § 71 ist entsprechend anzuwenden.

Abschnitt 2
Besondere Ausgleichsregelung

§ 60

Grundsatz

Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle begrenzt auf Antrag abnahmestellenbezogen die EEG-Umlage für von Elektrizitätsversorgungsunternehmen gelieferten oder selbst erzeugten Strom

1. für stromkostenintensive Unternehmen nach Maßgabe des § 61, um deren Beitrag zur EEG-Umlage in einem Maße zu halten, das mit ihrer internationalen Wettbewerbssituation vereinbar ist, und ihre Abwanderung in das Ausland zu verhindern, und
2. für Schienenbahnen nach Maßgabe des § 62, um ihre intermodale Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten,

soweit hierdurch die Ziele des Gesetzes nicht gefährdet werden und die Begrenzung mit dem Interesse der Gesamtheit der Stromverbraucher vereinbar ist.

§ 61
Stromkostenintensive Unternehmen

[Die Bundesregierung wird die Regelung im weiteren Verfahren nachtragen.]

§ 62
Schienenbahnen

(1) Bei einer Schienenbahn erfolgt die Begrenzung der EEG-Umlage nur, sofern sie nachweist, dass und inwieweit im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr die an der betreffenden Abnahmestelle selbst verbrauchte Strommenge unmittelbar für den Fahrbetrieb im Schienenbahnverkehr verbraucht wurde und unter Ausschluss der rückgespeisten Energie mindestens 2 Gigawattstunden betrug.

(2) Für eine Schienenbahn wird die EEG-Umlage für die gesamte Strommenge, die das Unternehmen unmittelbar für den Fahrbetrieb im Schienenbahnverkehr selbst verbraucht, unter Ausschluss der rückgespeisten Energie an der betreffenden Abnahmestelle auf 20 Prozent der nach § 57 Absatz 2 ermittelten EEG-Umlage begrenzt.

(3) Abnahmestelle im Sinne der Absätze 1 und 2 ist die Summe der Verbrauchsstellen für den Fahrbetrieb im Schienenbahnverkehr des Unternehmens. [§ 61 …] ist entsprechend anzuwenden; es wird unwiderleglich vermutet, dass der Zeitpunkt der Neugründung der Zeitpunkt ist, zu dem erstmals Strom zu Fahrbetriebszwecken verbraucht wird.

§ 63
Antragsfrist und Entscheidungswirkung

(1) Der Antrag nach § 60 in Verbindung mit § 61 oder § 62 einschließlich der Bescheinigungen nach § 61 Absatz 3 ist jeweils zum 30. Juni eines Jahres (materielle Ausschlussfrist) für das folgende Kalenderjahr zu stellen. Abweichend hiervon kann der Antrag für das Jahr 2015 einmalig bis zum 30. September 2014 gestellt werden. Dem Antrag müssen die übrigen in den §§ 61 oder 62 genannten Unterlagen beigefügt werden. Ab dem Antragsjahr 2015 muss der Antrag elektronisch über das vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle eingerichtete Portal gestellt werden. Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle wird ermächtigt, Ausnahmen von der Pflicht zur elektronischen Antragsstellung nach Satz 4 durch Allgemeinverfügung, die im Bundesanzeiger bekannt zu machen ist, verbindlich festzulegen.

(2) Neu gegründete Unternehmen im Sinne des § 61 Absatz 4 können den Antrag abweichend von Absatz 1 Satz 1 bis zum 30. September eines Jahres für das folgende Kalenderjahr stellen. Satz 1 ist für neu gegründete Schienenbahnen entsprechend anzuwenden.

(3) Die Entscheidung ergeht mit Wirkung gegenüber der antragstellenden Person, dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen und dem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber. Sie wirkt jeweils für das dem Antragsjahr folgende Kalenderjahr.

(4) Der Anspruch des an der betreffenden Abnahmestelle regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibers auf Zahlung der EEG-Umlage gegenüber den betreffenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen wird nach Maßgabe der Entscheidung des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle begrenzt. Die Übertragungsnetzbetreiber haben diese Begrenzung beim Ausgleich nach § 56 zu berücksichtigen. Erfolgt während des Geltungszeitraums der Entscheidung ein Wechsel des an der betreffenden Abnahmestelle regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibers oder des betreffenden Elektrizitätsversorgungsunternehmens, muss die begünstigte Person dies dem Übertragungsnetzbetreiber oder dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen und dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle unverzüglich mitteilen.

§ 64
Rücknahme der Entscheidung, Auskunft, Betretungsrecht

(1) Die Entscheidung nach § 60 ist mit Wirkung auch für die Vergangenheit zurückzunehmen, wenn bekannt wird, dass bei ihrer Erteilung die Voraussetzungen nach den §§ 61 oder 62 nicht vorlagen.

(2) Zum Zweck der Prüfung der gesetzlichen Voraussetzungen sind die Bediensteten des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle und dessen Beauftragte befugt, von den für die Begünstigten handelnden natürlichen Personen für die Prüfung erforderliche Auskünfte zu verlangen, innerhalb der üblichen Geschäftszeiten die geschäftlichen Unterlagen einzusehen und zu prüfen sowie Betriebs- und Geschäftsräume sowie die dazugehörigen Grundstücke der begünstigten Personen während der üblichen Geschäftszeiten zu betreten. Die für die Begünstigten handelnden natürlichen Personen müssen die verlangten Auskünfte erteilen und die Unterlagen zur Einsichtnahme vorlegen. Zur Auskunft Verpflichtete können die Auskunft auf solche Fragen verweigern, deren Beantwortung sie selbst oder in § 383 Absatz 1 Nummer 1 bis 3 der Zivilprozessordnung bezeichnete Angehörige der Gefahr strafrechtlicher

Verfolgung oder eines Verfahrens nach dem Gesetz über Ordnungswidrigkeiten aussetzen würde.

§ 65

Mitwirkungs- und Auskunftspflicht

Unternehmen und Schienenbahnen, die eine Entscheidung nach § 60 beantragen oder erhalten haben, müssen bei der Evaluierung und Fortschreibung der §§ 60 bis 64 durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und seine Beauftragten mitwirken und auf Verlangen die erforderlichen Auskünfte erteilen. Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse müssen gewahrt werden.

Teil 5
Transparenz

Abschnitt 1
Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten

§ 66

Grundsatz

Anlagenbetreiber, Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen müssen einander die für den bundesweiten Ausgleich nach den §§ 54 bis 59 jeweils erforderlichen Daten, insbesondere die in den §§ 67 bis 70 genannten Daten, unverzüglich zur Verfügung stellen. § 59 ist entsprechend anzuwenden.

§ 67

Anlagenbetreiber

Anlagenbetreiber müssen dem Netzbetreiber

1. bis zum 28. Februar eines Jahres alle für die Endabrechnung des Vorjahres erforderlichen Daten zur Verfügung stellen und
2. bei Biomasseanlagen nach den §§ 42 bis 44 die Art und Menge der Einsatzstoffe sowie Angaben zu Wärmenutzungen und eingesetzten Technologien nach § 43 Absatz 2 oder § 45 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 oder zu dem Anteil eingesetzter Gülle nach § 44 Nummer 3 in der für die Nachweisführung nach § 45 vorgeschriebenen Weise übermitteln.

§ 68
Netzbetreiber

(1) Netzbetreiber, die nicht Übertragungsnetzbetreiber sind, müssen ihrem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber

1. die folgenden Angaben unverzüglich, nachdem sie verfügbar sind, zusammengefasst übermitteln:
   a) die tatsächlich geleisteten finanziellen Förderungen für Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas oder für die Bereitstellung installierter Leistung nach den Förderbestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die jeweilige Anlage anzuwendenden Fassung,
   b) die von den Anlagenbetreibern erhaltenen Meldungen nach § 21 Absatz 1, jeweils gesondert für die verschiedenen Veräußerungsformen nach § 20 Absatz 1,
   c) bei Wechseln in die Veräußerungsform nach § 20 Absatz 1 Nummer 4 zusätzlich zu den Angaben nach Buchstabe b den Energieträger, aus dem der Strom in der jeweiligen Anlage erzeugt wird, die installierte Leistung der Anlage sowie die Dauer, seit der die betreffende Anlage diese Veräußerungsform bereits nutzt,
   d) die Kosten für die Nachrüstung nach § 55 Absatz 2 in Verbindung mit der Systemstabilitätsverordnung, die Anzahl der nachgerüsteten Anlagen und die von ihnen erhaltenen Angaben nach § 67 sowie
   e) die sonstigen für den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Angaben,
2. bis zum 31. Mai eines Jahres mittels Formularvorlagen, die der Übertragungsnetzbetreiber auf seiner Internetseite zur Verfügung stellt, in elektronischer Form die Endabrechnung für das Vorjahr sowohl für jede einzelne Anlage als auch zusammengefasst vorlegen; § 30 Absatz 3 und 4 ist entsprechend anzuwenden; bis zum 31. Mai eines Jahres ist dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber ein Nachweis über die nach § 55 Absatz 2 Satz 1 zu ersetzenden Kosten vorzulegen; spätere Änderungen der Ansätze sind dem Übertragungsnetzbetreiber unverzüglich mitzuteilen und bei der nächsten Abrechnung zu berücksichtigen.

(2) Für die Ermittlung der auszugleichenden Energiemengen und Zahlungen finanzieller Förderungen nach Absatz 1 sind insbesondere erforderlich

1. die Angabe der Spannungsebene, an die die Anlage angeschlossen ist,
2. die Höhe der vermiedenen Netzentgelte nach § 55 Absatz 3,

3. die Angabe, inwieweit der Netzbetreiber die Energiemengen von einem nachgelagerten Netz abgenommen hat, und
4. die Angabe, inwieweit der Netzbetreiber die Energiemengen nach Nummer 3 an Letztverbraucher, Netzbetreiber oder Elektrizitätsversorgungsunternehmen abgegeben oder sie selbst verbraucht hat.

§ 69

Übertragungsnetzbetreiber

(1) Für Übertragungsnetzbetreiber ist § 68 entsprechend anzuwenden mit der Maßgabe, dass die Angaben und die Endabrechnung nach § 68 Absatz 1 für Anlagen, die unmittelbar oder mittelbar nach § 11 Absatz 2 an ihr Netz angeschlossen sind, unbeschadet des § 73 Absatz 4 auf ihrer Internetseite veröffentlicht werden müssen.

(2) Übertragungsnetzbetreiber müssen ferner den Elektrizitätsversorgungsunternehmen, für die sie regelverantwortlich sind, bis zum 31. Juli eines Jahres die Endabrechnung für die EEG-Umlage des jeweiligen Vorjahres vorlegen. § 68 Absatz 2 ist entsprechend anzuwenden.

(3) Die Übertragungsnetzbetreiber müssen weiterhin die Daten für die Berechnung der Marktprämie nach Maßgabe der Anlage 1 Nummer 3 zu diesem Gesetz in nicht personenbezogener Form und den tatsächlichen Jahresmittelwert des Marktwerts für Strom aus solarer Strahlungsenergie („$MW_{Solar(a)}$“) veröffentlichen.

(4) Übertragungsnetzbetreiber, die von ihrem Recht nach § 57 Absatz 3 Satz 3 Gebrauch machen, müssen alle Netzbetreiber, in deren Netz der Bilanzkreis physische Entnahmestellen hat, über die Kündigung des Bilanzkreises informieren.

§ 70

Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Elektrizitätsversorgungsunternehmen müssen ihrem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber unverzüglich die an Letztverbraucher gelieferte Energiemenge elektronisch mitteilen und bis zum 31. Mai die Endabrechnung für das Vorjahr vorlegen. Soweit die Belieferung über Bilanzkreise erfolgt, müssen die Energiemengen bilanzkreisscharf mitgeteilt werden. Satz 1 ist auf Eigenversorger entsprechend anzuwenden, es sei denn, dass die installierte Leistung der Eigenerzeugungsanlage 10 Kilowatt und die selbst verbrauchte Strommenge 10 Megawattstunden pro Kalenderjahr nicht überschreitet. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen unverzüglich, spätestens jedoch ab dem 1. Januar 2016, bundesweit einheitliche Verfahren für die voll-

ständig automatisierte elektronische Übermittlung der Daten nach Satz 2 zur Verfügung stellen, die den Vorgaben des Bundesdatenschutzgesetzes genügen.

§ 71
Testierung

Die Endabrechnungen der Netzbetreiber nach § 68 Absatz 1 Nummer 2 müssen durch einen Wirtschaftsprüfer, eine Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, einen vereidigten Buchprüfer oder eine Buchprüfungsgesellschaft geprüft werden. Im Übrigen können die Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen verlangen, dass die Endabrechnungen nach den §§ 69 und 70 bei Vorlage durch einen Wirtschaftsprüfer, eine Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, einen vereidigten Buchprüfer oder eine Buchprüfungsgesellschaft geprüft werden. Bei der Prüfung sind zu berücksichtigen:

1. die höchstrichterliche Rechtsprechung,
2. die Entscheidungen der Bundesnetzagentur nach § 81 und
3. die Entscheidungen der Clearingstelle nach § 77 Absatz 4 Satz 1 Nummer 1 oder Absatz 5.

Für die Prüfung nach Satz 2 sind die §§ 319 Absatz 2 bis 4, § 319b Absatz 1, § 320 Absatz 2 und § 323 des Handelsgesetzbuches entsprechend anzuwenden.

§ 72
Information der Bundesnetzagentur

(1) Netzbetreiber müssen die Angaben, die sie nach § 67 von den Anlagenbetreibern erhalten, die Angaben nach § 68 Absatz 2 Nummer 1 und die Endabrechnungen nach § 68 Absatz 1 Nummer 2 sowie § 69 Absatz 2 einschließlich der zu ihrer Überprüfung erforderlichen Daten zum Ablauf der jeweiligen Fristen der Bundesnetzagentur in elektronischer Form vorlegen; für Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Eigenversorger ist Halbsatz 1 hinsichtlich der Angaben nach § 70 entsprechend anzuwenden.

(2) Soweit die Bundesnetzagentur Formularvorlagen bereitstellt, müssen Netzbetreiber, Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Anlagenbetreiber die Daten in dieser Form übermitteln. Die Daten nach Absatz 1 mit Ausnahme der Strombezugskosten werden dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie von der Bundesnetzagentur für statistische Zwecke sowie die Evaluation des Gesetzes und die Berichterstattungen nach den §§ 93 bis 95 zur Verfügung gestellt.

§ 73

Information der Öffentlichkeit

(1) Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen müssen auf ihren Internetseiten veröffentlichen

1. die Angaben nach den §§ 66 bis 70 unverzüglich nach ihrer Übermittlung und
2. einen Bericht über die Ermittlung der von ihnen nach den §§ 66 bis 70 mitgeteilten Daten unverzüglich nach dem 30. September eines Jahres.

Sie müssen die Angaben und den Bericht zum Ablauf des Folgejahres vorhalten. § 69 Absatz 1 bleibt unberührt.

(2) Die Übertragungsnetzbetreiber müssen die nach § 55 Absatz 1 finanziell geförderten und nach § 57 Absatz 1 vermarkteten Strommengen sowie die Angaben nach § 68 Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe c nach Maßgabe der Ausgleichsmechanismusverordnung auf einer gemeinsamen Internetseite in nicht personenbezogener Form veröffentlichen.

(3) Die Angaben und der Bericht müssen eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die finanziellen Förderungen und die gefördertem Energiemengen vollständig nachvollziehen zu können.

(4) Angaben, die auf Grund der Rechtsverordnung nach § 90 im Internet veröffentlicht werden, müssen von den Netzbetreibern nicht veröffentlicht werden.

Abschnitt 2
Stromkennzeichnung und Doppelvermarktungsverbot

§ 74

Stromkennzeichnung entsprechend der EEG-Umlage

(1) Elektrizitätsversorgungsunternehmen erhalten im Gegenzug zur Zahlung der EEG-Umlage nach § 57 Absatz 2 das Recht, Strom als „erneuerbaren Energien, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ zu kennzeichnen. Die Eigenschaft des Stroms ist gegenüber Letztverbrauchern im Rahmen der Stromkennzeichnung nach Maßgabe der Absätze 2 bis 4 und des § 42 des Energiewirtschaftsgesetzes ausweisen.

(2) Der nach Absatz 1 gegenüber ihren Letztverbrauchern ausgewiesene Anteil berechnet sich in Prozent, indem die EEG-Umlage, die das Elektrizitätsversorgungsunternehmen tatsächlich für die an ihre Letztverbraucher gelieferte Strommenge in einem Jahr gezahlt hat,

1. mit dem EEG-Quotienten nach Absatz 3 multipliziert wird,
2. danach durch die gesamte in diesem Jahr an ihre Letztverbraucher gelieferte Strommenge dividiert wird und
3. anschließend mit Hundert multipliziert wird.

Der nach Absatz 1 ausgewiesene Anteil ist unmittelbarer Bestandteil der gelieferten Strommenge und kann nicht getrennt ausgewiesen oder weiter vermarktet werden.

(3) Der EEG-Quotient ist das Verhältnis der Summe der Strommenge, für die in dem vergangenen Kalenderjahr eine finanzielle Förderung nach § 19 in Anspruch genommen wurde, zu den gesamten durch die Übertragungsnetzbetreiber erhaltenen Einnahmen aus der EEG-Umlage für die von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen im vergangenen Kalenderjahr gelieferten Strommengen an Letztverbraucher. Die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen auf einer gemeinsamen Internetplattform in einheitlichem Format bis zum 30. September 2011 und in den folgenden Jahren bis zum 31. Juli den EEG-Quotienten in nicht personenbezogener Form für das jeweils vorangegangene Kalenderjahr.

(4) Die Anteile der nach § 42 Absatz 1 Nummer 1 und Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes anzugebenden Energieträger sind mit Ausnahme des Anteils für „Strom aus erneuerbaren Energien, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ entsprechend anteilig für den jeweiligen Letztverbraucher um den nach Absatz 1 auszuweisenden Prozentsatz zu reduzieren.

(5) Elektrizitätsversorgungsunternehmen weisen gegenüber Letztverbrauchern, deren Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage nach den §§ 60 bis 64 begrenzt ist, zusätzlich zu dem Gesamtenergieträgermix einen gesonderten nach den Sätzen 3 und 4 zu berechnenden „Energieträgermix für nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz privilegierte Unternehmen“ aus. In diesem Energieträgermix sind die Anteile nach § 42 Absatz 1 Nummer 1 des Energiewirtschaftsgesetzes auszuweisen. Der Anteil in Prozent für „Erneuerbare Energien, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ berechnet sich abweichend von Absatz 2, indem die EEG-Umlage, die das Elektrizitätsversorgungsunternehmen tatsächlich für die in einem Jahr an den jeweiligen Letztverbraucher gelieferte Strommenge gezahlt hat,

1. mit dem EEG-Quotienten nach Absatz 3 multipliziert wird,
2. danach durch die gesamte an den jeweiligen Letztverbraucher gelieferte Strommenge dividiert wird und
3. anschließend mit Hundert multipliziert wird.

Die Anteile der anderen nach § 42 Absatz 1 Nummer 1 des Energiewirtschaftsgesetzes anzugebenden Energieträger sind entsprechend anteilig für den jeweiligen Letztverbraucher um den nach Satz 3 berechneten Prozentsatz zu reduzieren.

(6) Für Eigenversorger, die nach § 58 die EEG-Umlage zahlen müssen, sind die Absätze 1 bis 5 mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass ihr eigener Strom anteilig als „Strom aus erneuerbaren Energien, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ anzusehen ist.

§ 75

Herkunftsnachweise

(1) Die zuständige Behörde stellt Anlagenbetreibern Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien aus, der nach § 20 Absatz 1 Nummer 2 auf sonstige Weise direkt vermarktet wird. Die zuständige Behörde überträgt und entwertet Herkunftsnachweise. Ausstellung, Übertragung und Entwertung erfolgen elektronisch und nach Maßgabe der Herkunftsnachweisverordnung. Die Herkunftsnachweise müssen vor Missbrauch geschützt sein.

(2) Die zuständige Behörde erkennt auf Antrag nach Maßgabe der Herkunftsnachweisverordnung ausländische Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien an. Satz 1 ist nur für Herkunftsnachweise anzuwenden, die mindestens die Vorgaben des Artikels 15 Absatz 6 und 9 der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16) erfüllen. Strom, für den ein Herkunftsnachweis nach Satz 1 anerkannt worden ist, gilt als Strom, der nach § 20 Absatz 1 Nummer 2 auf sonstige Weise direkt vermarktet wird.

(3) Die zuständige Behörde richtet eine elektronische Datenbank ein, in der die Ausstellung, Anerkennung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen registriert werden (Herkunftsnachweisregister).

(4) Zuständige Behörde im Sinne der Absätze 1 bis 3 ist das Umweltbundesamt.

(5) Herkunftsnachweise sind keine Finanzinstrumente im Sinne des § 1 Absatz 11 des Kreditwesengesetzes oder des § 2 Absatz 2b des Wertpapierhandelsgesetzes.

§ 76

Doppelvermarktungsverbot

(1) Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas sowie in ein Gasnetz eingespeistes Deponie- oder Klärgas und Gas aus Biomasse dürfen nicht mehrfach verkauft, anderweitig überlassen oder entgegen § 54 an eine dritte Person veräußert werden. Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas darf insbesondere

nicht in mehreren Veräußerungsformen nach § 20 Absatz 1 oder mehrfach in derselben Form nach § 20 Absatz 1 veräußert werden. Solange Anlagenbetreiber Strom aus ihrer Anlage in einer Veräußerungsform nach § 20 Absatz 1 veräußern, bestehen keine Ansprüche aus einer anderen Veräußerungsform nach § 20 Absatz 1. Die Vermarktung als Regelenergie ist im Rahmen der Direktvermarktung nicht als mehrfacher Verkauf oder anderweitige Überlassung von Strom anzusehen.

(2) Anlagenbetreiber, die eine finanzielle Förderung nach § 19 für Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas in Anspruch nehmen, dürfen Herkunftsnachweise oder sonstige Nachweise, die die Herkunft des Stroms belegen, für diesen Strom nicht weitergeben. Gibt ein Anlagenbetreiber einen Herkunftsnachweis oder sonstigen Nachweis, der die Herkunft des Stroms belegt, für Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas weiter, darf für diesen Strom keine finanzielle Förderung nach § 19 in Anspruch genommen werden.

(3) Solange im Rahmen einer gemeinsamen Projektumsetzung nach dem Projekt-Mechanismen-Gesetz für die Emissionsminderungen der Anlage Emissionsreduktionseinheiten erzeugt werden können, darf für den Strom aus der betreffenden Anlage der Anspruch nach § 19 nicht geltend gemacht werden.

Teil 6
Rechtsschutz und behördliches Verfahren

§ 77
Clearingstelle

(1) Zu diesem Gesetz wird eine Clearingstelle eingerichtet. Der Betrieb erfolgt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie durch eine juristische Person des Privatrechts.

(2) Die Clearingstelle ist zuständig für Fragen und Streitigkeiten

1. zur Anwendung der §§ 5, 7 bis 53, 66, 67, 76, 96 und 97 sowie der hierzu auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnungen,
2. zur Anwendung der Bestimmungen, die den in Nummer 1 genannten Bestimmungen in einer vor dem 1. August 2014 geltenden Fassung dieses Gesetzes entsprochen haben, und
3. zur Messung des für den Betrieb einer Anlage gelieferten oder verbrauchten Stroms.

(3) Die Aufgaben der Clearingstelle sind

1. die Vermeidung von Streitigkeiten und

2. die Beilegung von Streitigkeiten.

Bei der Wahrnehmung dieser Aufgaben müssen die Regelungen zum Schutz personenbezogener Daten und zum Schutz von Betriebs- oder Geschäftsgeheimnissen sowie Entscheidungen der Bundesnetzagentur nach § 81 beachtet werden. Ferner sollen die Grundsätze der Richtlinie 2013/11/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Mai 2013 über alternative Streitbeilegung in Verbraucherangelegenheiten (ABl. L 165 vom 18.6.2013, S. 63) in entsprechender Anwendung berücksichtigt werden.

(4) Die Clearingstelle kann zur Vermeidung oder Beilegung von Streitigkeiten zwischen Verfahrensparteien

1. Verfahren zwischen den Verfahrensparteien auf ihren gemeinsamen Antrag durchführen; § 204 Absatz 1 Nummer 11 des Bürgerlichen Gesetzbuchs ist entsprechend anzuwenden; die Verfahren können auch als schiedsgerichtliches Verfahren im Sinne des Zehnten Buchs der Zivilprozessordnung durchgeführt werden, wenn die Parteien eine Schiedsvereinbarung getroffen haben, oder
2. Stellungnahmen für ordentliche Gerichte, bei denen diese Streitigkeiten rechtshängig sind, auf deren Ersuchen abgeben.

Verfahrensparteien können Anlagenbetreiber, Direktvermarktungsunternehmer und Netzbetreiber sein. Ihr Recht, die ordentlichen Gerichte anzurufen, bleibt unberührt.

(5) Die Clearingstelle kann zur Vermeidung von Streitigkeiten ferner Verfahren zur Klärung von Fragen über den Einzelfall hinaus durchführen, sofern dies mindestens ein Anlagenbetreiber, ein Direktvermarktungsunternehmer, ein Netzbetreiber oder ein Verband beantragt und ein öffentliches Interesse an der Klärung dieser Fragen besteht. Verbände, deren satzungsgemäßer Aufgabenbereich von der Frage betroffen ist, sind zu beteiligen.

(6) Die Wahrnehmung der Aufgaben nach den Absätzen 3 bis 5 erfolgt nach Maßgabe der Verfahrensordnung, die sich die Clearingstelle selbst gibt; diese Verfahrensordnung muss auch Regelungen dazu enthalten, wie ein Schiedsverfahren durch die Clearingstelle durchgeführt wird. Erlass und Änderungen der Verfahrensordnung bedürfen der vorherigen Zustimmung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Die Aufgaben müssen vorrangig und beschleunigt durchgeführt werden. Die Wahrnehmung der Aufgaben steht jeweils unter dem Vorbehalt der vorherigen Zustimmung der Verfahrensparteien zu der Verfahrensordnung. Sie ist keine Rechtsdienstleistung im Sinne des § 2 Absatz 1 des Rechtsdienstleistungsgesetzes. Eine

Haftung der Betreiberin der Clearingstelle für Vermögensschäden, die aus der Wahrnehmung der Aufgaben entstehen, wird ausgeschlossen; dies gilt nicht für Vorsatz.

(7) Die Clearingstelle muss jährlich einen Tätigkeitsbericht über die Wahrnehmung der Aufgaben nach den Absätzen 3 bis 5 auf ihrer Internetseite in nicht personenbezogener Form veröffentlichen.

(8) Die Clearingstelle kann nach Maßgabe ihrer Verfahrensordnung Entgelte zur Deckung des Aufwands für Handlungen nach Absatz 4 von den Verfahrensparteien erheben. Verfahren nach Absatz 5 sind unentgeltlich durchzuführen. Für sonstige Handlungen, die im Zusammenhang mit den Aufgaben nach den Absätzen 3 bis 5 stehen, kann die Clearingstelle zur Deckung des Aufwands Entgelte erheben.

§ 78
Verbraucherschutz

Die §§ 8 bis 14 des Gesetzes gegen den unlauteren Wettbewerb gelten für Verstöße gegen die §§ 19 bis 53 entsprechend.

§ 79
Einstweiliger Rechtsschutz

(1) Auf Antrag des Anlagenbetreibers kann das für die Hauptsache zuständige Gericht bereits vor Errichtung der Anlage unter Berücksichtigung der Umstände des Einzelfalles durch einstweilige Verfügung regeln, dass der Schuldner der in den §§ 8, 11, 12, 19 und 50 bezeichneten Ansprüche Auskunft erteilen, die Anlage vorläufig anschließen, sein Netz unverzüglich optimieren, verstärken oder ausbauen, den Strom abnehmen und einen als billig und gerecht zu erachtenden Betrag als Abschlagszahlung für die finanzielle Förderung leisten muss.

(2) Die einstweilige Verfügung kann erlassen werden, auch wenn die in den §§ 935 und 940 der Zivilprozessordnung bezeichneten Voraussetzungen nicht vorliegen.

§ 80
Nutzung von Seewasserstraßen

Solange Anlagenbetreiber eine finanzielle Förderung nach § 19 in Anspruch nehmen, können sie die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone oder das Küstenmeer unentgeltlich für den Betrieb der Anlagen nutzen.

§ 81

Aufgaben der Bundesnetzagentur

(1) Die Bundesnetzagentur hat vorbehaltlich weiterer Aufgaben, die ihr in Rechtsverordnungen auf Grund dieses Gesetzes übertragen werden, die Aufgabe, zu überwachen, dass

1. die Netzbetreiber nur Anlagen nach § 14 regeln, zu deren Regelung sie berechtigt sind,
2. die Übertragungsnetzbetreiber den nach den §§ 19 und 55 finanziell geförderten Strom nach § 57 Absatz 1 in Verbindung mit der Ausgleichsmechanismusverordnung vermarkten, die EEG-Umlage ordnungsgemäß ermitteln, festlegen, veröffentlichen und den Elektrizitätsversorgungsunternehmen berechnen und dass insbesondere den Übertragungsnetzbetreibern nur die finanzielle Förderung nach den §§ 19 bis 53 berechnet wird und hierbei die Saldierungen nach § 55 Absatz 4 berücksichtigt worden sind,
3. die Daten nach § 72 übermittelt sowie nach § 73 veröffentlicht werden,
4. die Kennzeichnung des nach diesem Gesetz geförderten Stroms nur nach Maßgabe des § 74 erfolgt.

(2) Für die Wahrnehmung der Aufgaben nach Absatz 1 Nummer 2 können bei begründetem Verdacht bei Anlagenbetreibern, Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Netzbetreibern Kontrollen durchgeführt werden. Das Recht von Anlagenbetreibern oder Netzbetreibern, die ordentlichen Gerichte anzurufen oder ein Verfahren vor der Clearingstelle nach § 77 Absatz 4 einzuleiten, bleibt unberührt.

(3) Die Bundesnetzagentur kann unter Berücksichtigung des Zwecks und Ziels nach § 1 Festlegungen nach § 29 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes treffen

1. zu den technischen Einrichtungen nach § 9 Absatz 1 und 2, insbesondere zu den Datenformaten,
2. im Anwendungsbereich des § 14 dazu,
   a) in welcher Reihenfolge die verschiedenen von einer Maßnahme nach § 14 betroffenen Anlagen und KWK-Anlagen geregelt werden,
   b) nach welchen Kriterien der Netzbetreiber über diese Reihenfolge entscheiden muss,
   c) welche Stromerzeugungsanlagen nach § 14 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 auch bei Anwendung des Einspeisemanagements am Netz bleiben müssen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten,

3. zur Abwicklung von Wechseln nach § 21 Absatz 3 und 4, insbesondere zu Verfahren, Fristen und Datenformaten, und
4. zur Berücksichtigung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, der selbst verbraucht wird, bei den Veröffentlichungspflichten nach § 69 und bei der Berechnung des Monatsmarktwerts von Strom aus solarer Strahlungsenergie nach Anlage 1 Nummer 2.2.4 zu diesem Gesetz, jeweils insbesondere zu Berechnung oder Abschätzung der Strommengen.

(4) Für die Wahrnehmung der Aufgaben der Bundesetzagentur nach diesem Gesetz und den auf Grund dieses Gesetzes ergangenen Rechtsverordnungen sind die Bestimmungen des Teils 8 des Energiewirtschaftsgesetzes mit Ausnahme der §§ 69 Absatz 1 Satz 2 und Absatz 10, der §§ 91, 92 und 95 bis 101 sowie des Abschnitts 6 entsprechend anzuwenden.

(5) Die Entscheidungen der Bundesnetzagentur nach Absatz 4 werden von den Beschlusskammern getroffen; § 59 Absatz 1 Satz 2 und 3, Absatz 2 und 3 sowie § 60 des Energiewirtschaftsgesetzes sind entsprechend anzuwenden.

§ 82
Bußgeldvorschriften

(1) Ordnungswidrig handelt, wer vorsätzlich oder fahrlässig

1. entgegen § 76 Absatz 1 Satz 1 Strom oder Gas verkauft, überlässt oder veräußert,
2. einer vollziehbaren Anordnung nach § 81 Absatz 4 in Verbindung mit § 65 Absatz 1 oder Absatz 2 oder § 69 Absatz 7 Satz 1 oder Absatz 8 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes zuwiderhandelt oder
3. einer Rechtsverordnung
   a) nach § 87 Nummer 3,
   b) nach § 89 Nummer 1,
   c) nach § 89 Nummer 3 oder Nummer 4,
   d) nach § 90 Nummer 1, 4 oder Nummer 9

   oder einer vollziehbaren Anordnung auf Grund einer solchen Rechtsverordnung zuwiderhandelt, soweit die Rechtsverordnung für einen bestimmten Tatbestand auf diese Bußgeldvorschrift verweist.

(2) Die Ordnungswidrigkeit kann in den Fällen des Absatzes 1 Nummer 3 Buchstabe a, c und d mit einer Geldbuße bis zu fünfzigtausend Euro und in den übrigen Fällen mit einer Geldbuße bis zu zweihunderttausend Euro geahndet werden.

(3) Verwaltungsbehörde im Sinne des § 36 Absatz 1 Nummer 1 des Gesetzes über Ordnungswidrigkeiten ist

1. die Bundesnetzagentur in den Fällen des Absatzes 1 Nummer 1, 2 oder Nummer 3 Buchstabe d,
2. die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung in den Fällen des Absatzes 1 Nummer 3 Buchstabe a und
3. das Umweltbundesamt in den Fällen des Absatzes 1 Nummer 3 Buchstabe b oder Buchstabe c.

§ 83
Fachaufsicht

Soweit Bundesbehörden Aufgaben nach diesem Gesetz wahrnehmen, unterliegen sie der Fachaufsicht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Dies gilt nicht für die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung.

§ 84
Gebühren und Auslagen

(1) Für Amtshandlungen nach diesem Gesetz und den auf diesem Gesetz beruhenden Rechtsverordnungen sowie für die Nutzung des Herkunftsnachweisregisters und des Anlagenregisters werden Gebühren und Auslagen erhoben. Hinsichtlich der Gebührenerhebung für Amtshandlungen nach Satz 1 ist das Verwaltungskostengesetz vom 23.Juni 1970 (BGBl. I S. 821) in der am 14. August 2013 geltenden Fassung anzuwenden. Für die Nutzung des Herkunftsnachweisregisters und des Anlagenregisters sind die die Bestimmungen der Abschnitte 2 und 3 des Verwaltungskostengesetzes in der am 14. August 2013 geltenden Fassung entsprechend anzuwenden.

(2) Die gebührenpflichtigen Tatbestände und die Gebührensätze sind durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates zu bestimmen. Dabei können feste Sätze, auch in Form von Zeitgebühren, oder Rahmensätze vorgesehen und die Erstattung von Auslagen auch abweichend vom Verwaltungskostengesetz geregelt werden. Zum Erlass der Rechtsverordnungen ist das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ermächtigt. Es kann diese Ermächtigung durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates auf eine Bundesoberbehörde übertragen, soweit diese Aufgaben auf Grund dieses Gesetzes oder einer Rechtsverordnung nach den §§ 85, 88, 89 oder 90 wahrnimmt. Abweichend von Satz 3 ist das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft im Einvernehmen mit dem Bundesministerium der Finanzen, dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und dem Bundesminis-

terium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit zum Erlass der Rechtsverordnung für Amtshandlungen der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung im Zusammenhang mit der Anerkennung von Systemen oder mit der Anerkennung und Überwachung einer unabhängigen Kontrollstelle nach der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung ermächtigt.

Teil 7
Verordnungsermächtigungen, Berichte, Übergangsbestimmungen

Abschnitt 1
Verordnungsermächtigungen

§ 85
Verordnungsermächtigung zur Ausschreibung der Förderung für Freiflächenanlagen

(1) Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates im Anwendungsbereich des § 53 Regelungen vorzusehen

1. zu Verfahren und Inhalt der Ausschreibungen, insbesondere
   a) zur kalenderjährlich insgesamt auszuschreibenden zu installierenden Leistung in Megawatt oder elektrischer Arbeit in Megawattstunden,
   b) zur Aufteilung der jährlichen Ausschreibungsmenge in Teilmengen und zu der Bestimmung von Mindest- und Maximalgrößen von Teillosen,
   c) zur Festlegung von Mindest- und Höchstbeträgen für die finanzielle Förderung für elektrische Arbeit oder für die Bereitstellung installierter Leistung,
   d) zu der Preisbildung, der Anzahl der Bieterrunden und dem Ablauf der Ausschreibungen
   e) abweichend von § 49 oder § 53 Absatz 2 Nummer 2 Flächen zu bestimmen, auf denen Anlagen errichtet werden können,
2. zu weiteren Voraussetzungen nach § 53 Absatz 2 Nummer 4, insbesondere
   a) die Anlagengröße zu begrenzen und abweichend von § 30 Absatz 1 und 2 die Zusammenfassung von Anlagen zu regeln,
   b) Anforderungen zu stellen, die der Netz- oder Systemintegration der Anlagen dienen,
   c) abweichende Regelungen zu den §§ 19 bis 37 und 53 Absatz 2 Nummer 2 zu treffen,

3. zu den Anforderungen für die Teilnahme an den Ausschreibungen, insbesondere
   a) Mindestanforderungen an die Eignung der Teilnehmer zu stellen,
   b) Anforderungen an den Planungs- und Genehmigungsstand der Projekte zu stellen,
   c) Anforderungen zu der Art, der Form und dem Inhalt von Sicherheiten zu stellen, die von allen Teilnehmern an Ausschreibungen oder nur im Fall der Zuschlagserteilung zu leisten sind, um eine Inbetriebnahme und den Betrieb der Anlage sicherzustellen, und die entsprechenden Regelungen zur teilweisen oder vollständigen Zurückzahlung dieser Sicherheiten,
   d) festzulegen, wie Teilnehmer an den Ausschreibungen die Einhaltung der Anforderungen nach den Buchstaben a bis c nachweisen müssen,
4. zu der Art, der Form und dem Inhalt der Zuschlagserteilung im Rahmen einer Ausschreibung und zu den Kriterien für die Zuschlagserteilung,
5. zu der Art, der Form und dem Inhalt der durch einen Zuschlag vergebenen finanziellen Förderung, insbesondere zu regeln, dass
   a) die finanzielle Förderung für elektrische Arbeit pro Kilowattstunde, für die Bereitstellung installierter Leistung in Euro pro Kilowatt oder für eine Kombination beider Varianten auch abweichend von den Bestimmungen in den §§ 19 bis 37 zu zahlen ist,
   b) eine durch Zuschlag erteilte Förderberechtigung unabhängig von Rechtsschutzverfahren Dritter gegen das Ausschreibungsverfahren oder die Zuschlagserteilung bestehen bleibt,
6. zu einem Aufwendungsersatz für die Erstellung von nicht bezuschlagten Geboten,
7. zu Anforderungen, die den Betrieb der Anlagen sicherstellen sollen, insbesondere wenn eine Anlage nicht oder verspätet in Betrieb genommen worden ist oder nicht in einem ausreichendem Umfang betrieben wird,
   a) eine Pflicht zu einer Geldzahlung vorzusehen und deren Höhe und die Voraussetzungen für die Zahlungspflicht zu regeln,
   b) Kriterien für einen Ausschluss von Bietern bei künftigen Ausschreibungen zu regeln und
   c) die Möglichkeit vorzusehen, die im Rahmen der Ausschreibungen vergebenen Förderberechtigungen nach Ablauf einer bestimmten Frist zu entziehen oder zu ändern und danach erneut zu vergeben, oder die Dauer

oder Höhe des Förderanspruchs nach Ablauf einer bestimmten Frist zu ändern,

8. zu der Art, der Form und dem Inhalt der Veröffentlichungen der Bekanntmachung von Ausschreibungen, der Ausschreibungsergebnisse und der erforderlichen Mitteilungen an die Netzbetreiber,
9. zur Übertragbarkeit von Förderberechtigungen vor der Inbetriebnahme der Anlage und ihrer verbindlichen Zuordnung zu einer Anlage, insbesondere
   a) zu den zu beachtenden Frist- und Formerfordernissen und Mitteilungspflichten,
   b) zu dem Kreis der berechtigten Personen und den an diese zu stellenden Anforderungen,
10. zu den nach den Nummern 1 bis 9 zu übermittelnden Informationen und dem Schutz der in diesem Zusammenhang übermittelten personenbezogenen Daten.

(2) Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates im Anwendungsbereich des § 53 und in Abweichung von dem in § 4 geregelten räumlichen Geltungsbereich dieses Gesetzes für Strom aus Freiflächenanlagen, die in einem anderen Mitgliedstaat der Europäischen Union errichtet worden sind,

1. zu regeln, dass ein Anspruch auf finanzielle Förderung nach diesem Gesetz besteht, wenn
   a) der Anlagenbetreiber über eine Förderberechtigung verfügt, die im Rahmen einer Ausschreibung durch Zuschlag erteilt worden ist,
   b) ab der Inbetriebnahme der Anlage der gesamte während der Förderdauer in der Anlage erzeugte Strom nicht selbst verbraucht wird,
   c) sichergestellt ist, dass die tatsächliche Auswirkung des in der Anlage erzeugten Stroms auf das deutsche Stromnetz oder auf den deutschen Strommarkt vergleichbar ist zu der Auswirkung, die der Strom bei einer Einspeisung im Bundesgebiet hätte,
   d) mit dem Mitgliedstaat der Europäischen Union, in dem die Anlage errichtet werden soll, ein völkerrechtlicher Vertrag oder ein entsprechendes Verwaltungsabkommen abgeschlossen worden ist, in dem die weiteren Voraussetzungen für den Anspruch auf die finanzielle Förderung, das Verfahren sowie der Inhalt und der Umfang der finanziellen Förderung mit dem Mitgliedstaat der Europäischen Union geregelt worden sind, und dieser völkerrechtliche Vertrag oder dieses Verwaltungsabkommen dem Prinzip der gegenseitigen Kooperation bei der Förderung, dem Aus-

schluss der Doppelförderung sowie einer angemessenen Kosten- und Nutzenverteilung zwischen Deutschland und dem anderen Mitgliedstaat Rechnung trägt,

e) die weiteren Voraussetzungen nach diesem Gesetz oder der Rechtsverordnung nach Absatz 1 mit Ausnahme der Voraussetzungen nach § 49 Absatz 1 erfüllt sind, soweit auf der Grundlage der Nummer 2 bis 5 keine abweichenden Regelungen in der Rechtsverordnung getroffen worden sind,

2. entsprechende Regelungen nach Absatz 1 Nummer 1 bis 10 zu treffen, insbesondere

   a) abweichend von der in § 32 und § 33 Nummer 3 geregelten Voraussetzung der tatsächlichen Einspeisung in das Netz im Bundesgebiet Regelungen zu treffen, die sicherstellen, dass auch ohne eine Einspeisung in dieses Netz die geförderte Strommenge einen mit der Einspeisung im Bundesgebiet vergleichbaren tatsächlichen Effekt auf das deutsche Stromnetz oder auf den deutschen Strommarkt hat, sowie die Voraussetzungen und das Verfahren für den Nachweis,

   b) Regelungen zu dem betroffenen Anspruchsgegner, der zur Zahlung der finanziellen Förderung verpflichtet ist, die Erstattung der entsprechenden Kosten und die Voraussetzungen des Anspruchs auf finanzielle Förderung in Abweichung von den §§ 19, 23 und 24, vorzusehen,

   c) Regelungen zum Umfang der finanziellen Förderung und zur anteiligen finanziellen Förderung des erzeugten Stroms durch dieses Gesetz und durch den anderen Mitgliedstaat der Europäischen Union vorzusehen,

3. von § 6 Absatz 2, § 53 Absatz 4, §§ 66 bis 68 und §§ 71 bis 73 und § 90 abweichende Regelungen zu Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten zu treffen,

4. von den §§ 8 bis 18 abweichende Regelungen zur Netz- und Systemintegration zu treffen,

5. Regelungen vorzusehen, wie die Anlagen bei der Berechnung des Zielkorridors nach § 29 Absatz 1 zu berücksichtigen sind,

6. von den §§ 54 bis 57 abweichende Regelungen zu den Kostentragungspflichten und dem bundesweiten Ausgleich der Kosten der finanziellen Förderung der Anlagen zu treffen,

7. von § 77 abweichende Regelungen zur Vermeidung oder Beilegung von Streitigkeiten durch die Clearingstelle und von § 81 abweichende Regelungen zur Kompetenz der Bundesnetzagentur vorzusehen.

(3) Zur Umsetzung des völkerrechtlichen Vertrages oder des Verwaltungsabkommens nach Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe d wird die Bundesregierung ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates für Anlagenbetreiber von Freiflächenanlagen, die im Bundesgebiet errichtet worden sind und einen Anspruch auf finanzielle Förderung in einem Fördersystem eines anderen Mitgliedstaates der Europäischen Union haben,

1. abweichend von den §§ 19 bis 53 die Höhe der finanziellen Förderung oder den Wegfall des Anspruchs auf eine finanzielle Förderung nach diesem Gesetz zu regeln, wenn ein Förderanspruch aus einem anderen Mitgliedstaat besteht,
2. abweichend von § 15 die Entschädigung zu regeln.

(4) Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates im Anwendungsbereich des § 53

1. abweichend von den Absätzen 1 und 2 und von § 53 nicht die Bundesnetzagentur, sondern eine andere juristische Person des öffentlichen Rechts mit den Ausschreibungen zu betrauen oder in entsprechendem Umfang eine juristische Person des Privatrechts zu beauftragen und hierzu Einzelheiten zu regeln,
2. die Bundesnetzagentur zu ermächtigen, unter Berücksichtigung des Zwecks und Ziels nach § 1 Festlegungen nach § 29 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes zu den Ausschreibungen zu regeln einschließlich der konkreten Ausgestaltung der Regelungen nach § 85 Absatz 1 Nummer 1 bis 10 und Absatz 2.

§ 86
Verordnungsermächtigung zur Stromerzeugung aus Biomasse

(1) Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates im Anwendungsbereich der §§ 42 bis 44 zu regeln,

1. welche Stoffe als Biomasse gelten und
2. welche technischen Verfahren zur Stromerzeugung angewandt werden dürfen.

(2) Die Bundesregierung wird ferner ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates im Anwendungsbereich des § 45 Absatz 6 Nummer 2 Anforderungen an ein Massenbilanzsystem zur Rückverfolgung von aus einem Erdgasnetz entnommenem Gas zu regeln.

§ 87

Verordnungsermächtigung zu Nachhaltigkeitsanforderungen für Biomasse

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit wird ermächtigt, im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und dem Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates

1. zu regeln, dass der Anspruch auf die finanzielle Förderung für Strom aus fester, flüssiger oder gasförmiger Biomasse nur besteht, wenn die zur Stromerzeugung eingesetzte Biomasse folgende Anforderungen erfüllt:
   a) bestimmte ökologische und sonstige Anforderungen an einen nachhaltigen Anbau und an die durch den Anbau in Anspruch genommenen Flächen, insbesondere zum Schutz natürlicher Lebensräume, von Grünland mit großer biologischer Vielfalt im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG und von Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand,
   b) bestimmte ökologische und soziale Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung,
   c) ein bestimmtes Treibhausgas-Minderungspotenzial, das bei der Stromerzeugung mindestens erreicht werden muss,
2. die Anforderungen nach Nummer 1 einschließlich der Vorgaben zur Ermittlung des Treibhausgas-Minderungspotenzials nach Nummer 1 Buchstabe c zu regeln,
3. festzulegen, wie Anlagenbetreiber die Einhaltung der Anforderungen nach den Nummern 1 und 2 nachweisen müssen; dies schließt Regelungen ein
   a) zum Inhalt, zu der Form und der Gültigkeitsdauer dieser Nachweise einschließlich Regelungen zur Anerkennung von Nachweisen, die nach dem Recht der Europäischen Union oder eines anderen Staates als Nachweis über die Erfüllung von Anforderungen nach Nummer 1 anerkannt wurden,
   b) zur Einbeziehung von Systemen und unabhängigen Kontrollstellen in die Nachweisführung und
   c) zu den Anforderungen an die Anerkennung von Systemen und unabhängigen Kontrollstellen sowie zu den Maßnahmen zu ihrer Überwachung einschließlich erforderlicher Auskunfts-, Einsichts-, Probenentnahme- und Weisungsrechte sowie des Rechts der zuständigen Behörde oder unabhängiger Kontrollstellen, während der Geschäfts- oder Betriebszeit Grundstücke, Geschäfts-, Betriebs- und Lagerräume sowie Transportmittel zu betreten, soweit dies für die Überwachung oder Kontrolle erforderlich ist,

4. die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung mit Aufgaben zu betrauen, die die Einhaltung der in der Rechtsverordnung nach den Nummern 1 bis 3 geregelten Anforderungen sicherstellen, insbesondere mit der näheren Bestimmung der in der Rechtsverordnung auf Grund der Nummern 1 und 2 geregelten Anforderungen sowie mit der Wahrnehmung von Aufgaben nach Nummer 3.

§ 88

Verordnungsermächtigung zum Ausgleichsmechanismus

Die Bundesregierung wird ermächtigt, zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates zu regeln,

1. dass Vorgaben zur Vermarktung des nach diesem Gesetz geförderten Stroms gemacht werden können, einschließlich
   a) der Möglichkeit, die Vergütungszahlungen und Transaktionskosten durch finanzielle Anreize abzugelten oder Übertragungsnetzbetreiber an den Gewinnen und Verlusten bei der Vermarktung zu beteiligen,
   b) der Überwachung der Vermarktung,
   c) Anforderungen an die Vermarktung, Kontoführung und Ermittlung der EEG-Umlage einschließlich von Veröffentlichungs- und Transparenzpflichten, Fristen und Übergangsregelungen für den finanziellen Ausgleich,
2. dass die Übertragungsnetzbetreiber berechtigt werden können, mit Anlagenbetreibern vertragliche Vereinbarungen zu treffen, die unter angemessener Berücksichtigung des Einspeisevorrangs der Optimierung der Vermarktung des Stroms dienen; dies schließt die Berücksichtigung der durch solche Vereinbarungen entstehenden Kosten im Rahmen des Ausgleichsmechanismus ein, sofern sie volkswirtschaftlich angemessen sind,
3. dass die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet werden können, insbesondere für die Verrechnung der Verkaufserlöse, der notwendigen Transaktionskosten und der Vergütungszahlungen ein gemeinsames transparentes EEG-Konto zu führen,
4. dass die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet werden können, gemeinsam auf Grundlage der prognostizierten Strommengen aus erneuerbaren Energien und Grubengas die voraussichtlichen Kosten und Erlöse einschließlich einer Liquiditätsreserve für das folgende Kalenderjahr und unter Verrechnung des Saldos des EEG-Kontos für das folgende Kalenderjahr eine bundesweit

einheitliche EEG-Umlage zu ermitteln und in nicht personenbezogener Form zu veröffentlichen,

5. dass die Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber ganz oder teilweise auf Dritte übertragen werden können, die im Rahmen eines Ausschreibungs- oder anderen objektiven, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahrens ermittelt worden sind; dies schließt Regelungen für das hierfür durchzuführende Verfahren einschließlich der Ausschreibung der von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen des bundesweiten Ausgleichs erbrachten Dienstleistungen oder der EEG-Strommengen sowie die Möglichkeit ein, die Aufgabenwahrnehmung durch Dritte abweichend von jener durch die Übertragungsnetzbetreiber zu regeln,
6. die erforderlichen Anpassungen an die Regelungen der Direktvermarktung sowie die erforderlichen Anpassungen der besonderen Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen, der Regelung zur nachträglichen Korrekturmöglichkeit, der Befugnisse der Bundesnetzagentur, der Übermittlungs- und Veröffentlichungspflichten sowie der EEG-Umlage an den weiterentwickelten Ausgleichsmechanismus.

§ 89

Verordnungsermächtigung zu Herkunftsnachweisen

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates

1. die Anforderungen zu regeln an
   a) die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen nach § 75 Absatz 1,
   b) die Anerkennung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen, die vor der Inbetriebnahme des Herkunftsnachweisregisters ausgestellt worden sind, sowie
   c) die Anerkennung von Herkunftsnachweisen nach § 75 Absatz 2,
2. den Inhalt, die Form und die Gültigkeitsdauer der Herkunftsnachweise festzulegen,
3. das Verfahren für die Ausstellung, Anerkennung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen zu regeln sowie festzulegen, wie Antragsteller dabei die Einhaltung der Anforderungen nach Nummer 1 nachweisen müssen,
4. die Ausgestaltung des Herkunftsnachweisregisters nach § 75 Absatz 3 zu regeln sowie festzulegen, welche Angaben an das Herkunftsnachweisregister

übermittelt werden müssen und wer zur Übermittlung verpflichtet ist; dies schließt Regelungen zum Schutz personenbezogener Daten ein,

5. abweichend von § 75 Absatz 5 zu regeln, dass Herkunftsnachweise Finanzinstrumente im Sinne des § 1 Absatz 11 des Kreditwesengesetzes oder des § 2 Absatz 2b des Wertpapierhandelsgesetzes sind,
6. abweichend von § 74 im Rahmen der Stromkennzeichnung die Ausweisung von Strom zu regeln, für den eine finanzielle Förderung nach § 19 in Anspruch genommen wird; hierbei kann insbesondere abweichend von § 75 Absatz 1 auch die Ausstellung von Herkunftsnachweisen für diesen Strom an die Übertragungsnetzbetreiber geregelt werden,
7. abweichend von § 75 Absatz 4 eine juristische Person des öffentlichen Rechts mit den Aufgaben nach § 75 Absatz 1 bis 3, insbesondere mit der Einrichtung und dem Betrieb des Herkunftsnachweisregisters sowie mit der Ausstellung, Anerkennung, Übertragung oder Entwertung von Herkunftsnachweisen einschließlich der Vollstreckung der hierzu ergehenden Verwaltungsakte zu betrauen oder in entsprechendem Umfang eine juristische Person des Privatrechts zu beleihen und hierzu die Einzelheiten, einschließlich der Rechts- und Fachaufsicht durch das Umweltbundesamt, zu regeln.

§ 90

Verordnungsermächtigung zum Anlagenregister

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie wird ermächtigt, zur Ausgestaltung des Anlagenregisters nach § 6 durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates zu regeln:

1. die Angaben nach § 6 Absatz 2 und weitere Angaben, die an das Anlagenregister übermittelt werden müssen, einschließlich der Anforderungen an die Art, die Formate, den Umfang und die Aufbereitung; zu den weiteren Angaben zählen insbesondere Angaben über:
   a) die Inanspruchnahme einer finanziellen Förderung,
   b) die Eigenversorgung durch die Anlage,
   c) das Datum der Inbetriebnahme der Anlage,
   d) technische Eigenschaften der Anlage,
   e) das Netz, an das die Anlage angeschlossen ist,
2. wer die weiteren Angaben nach Nummer 1 übermitteln muss, insbesondere ob Anlagenbetreiber, Netzbetreiber, öffentliche Stellen oder sonstige Personen zur Übermittlung verpflichtet sind,

3. das Verfahren zur Registrierung der Anlagen einschließlich der Fristen sowie der Regelung, dass die Registrierung durch Anlagenbetreiber abweichend von § 6 Absatz 2 bei einem Dritten erfolgen muss, der zur Übermittlung an das Anlagenregister verpflichtet ist,
4. die Überprüfung der im Anlagenregister gespeicherten Angaben einschließlich hierzu erforderlicher Mitwirkungspflichten von Anlagenbetreibern und Netzbetreibern,
5. dass Wechsel der Veräußerungsformen abweichend von § 21 Absatz 1 dem Anlagenregister mitzuteilen sind, einschließlich der Fristen für die Datenübermittlung sowie Bestimmungen zu Format und Verfahren, die den Anforderungen nach § 21 Absatz 3 entsprechen,
6. dass die Angaben mit den Angaben des Herkunftsnachweisregisters nach § 75 Absatz 3 oder mit anderen Registern und Datensätzen abgeglichen werden, die eingerichtet oder erstellt werden:
   a) auf Grund dieses Gesetzes oder einer hierauf erlassenen Rechtsverordnung,
   b) auf Grund des Energiewirtschaftsgesetzes oder einer hierauf erlassenen Rechtsverordnung oder Festlegung oder
   c) auf Grund des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen oder einer hierauf erlassenen Rechtsverordnung oder Festlegung,

   soweit die für diese Register und Datensätze jeweils maßgeblichen Bestimmungen einem Abgleich nicht entgegenstehen,
7. dass Angaben der Anlagenbetreiber über genehmigungsbedürftige Anlagen mit Daten der zuständigen Genehmigungsbehörde abgeglichen werden,
8. welche registrierten Angaben im Internet veröffentlicht werden; hierbei ist unter angemessener Berücksichtigung des Datenschutzes ein hohes Maß an Transparenz anzustreben; dies schließt ferner Bestimmungen nach § 25 Absatz 2 über die erforderlichen Veröffentlichungen zur Überprüfung des Zubaus von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse, Windenergieanlagen an Land und Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie sowie der nach den §§ 27 bis 29 jeweils geltenden anzulegenden Werte ein,
9. die Pflicht der Netzbetreiber, die jeweilige Ist-Einspeisung von Anlagen, die im Anlagenregister registriert sind und die mit technischen Einrichtungen im Sinne von § 9 Absatz 1 Nummer 2 ausgestattet sind, abzurufen und diese Angaben an das Anlagenregister zu übermitteln, einschließlich der Fristen

sowie der Anforderungen an die Art, die Formate, den Umfang und die Aufbereitung der zu übermittelnden Daten,

10. das Verhältnis zu den Übermittlungs- und Veröffentlichungspflichten nach den §§ 66 bis 69; hierbei kann insbesondere geregelt werden, in welchem Umfang Angaben, die in dem Anlagenregister erfasst und veröffentlicht werden, ab dem Zeitpunkt ihrer Veröffentlichung nicht mehr nach den §§ 66 bis 69 übermittelt und veröffentlicht werden müssen,
11. Art und Umfang der Weitergabe der Angaben an
    a) Netzbetreiber zur Erfüllung ihrer Aufgaben nach diesem Gesetz und dem Energiewirtschaftsgesetz,
    b) öffentliche Stellen zur Erfüllung ihrer Aufgaben im Zusammenhang mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien,
    c) Dritte, soweit dies zur Erfüllung der Aufgaben nach Buchstabe b erforderlich ist oder soweit ein berechtigtes Interesse an den Angaben besteht, für das die Veröffentlichung nach Nummer 8 nicht ausreicht; Angaben nach § 6 Absatz 2 Nummer 1 dürfen nicht an Dritte weitergegeben werden,
12. die Ermächtigung der Bundesnetzagentur, durch Festlegung nach § 29 des Energiewirtschaftsgesetzes zu regeln:
    a) weitere Angaben, die von Anlagenbetreibern oder Netzbetreibern zu übermitteln sind, soweit dies nach § 6 Absatz 1 Satz 2 erforderlich ist,
    b) dass abweichend von einer Rechtsverordnung nach Nummer 1 bestimmte Angaben nicht mehr übermittelt werden müssen, soweit diese nicht länger nach § 6 Absatz 1 Satz 2 erforderlich sind; hiervon ausgenommen sind die Angaben nach § 6 Absatz 2,
    c) Art und Umfang eines erweiterten Zugangs zu Angaben im Anlagenregister für bestimmte Personenkreise zur Verbesserung der Markt- und Netzintegration,
13. Regelungen zum Schutz personenbezogener Daten im Zusammenhang mit den nach den Nummern 1 bis 11 zu übermittelnden Angaben, insbesondere Aufklärungs-, Auskunfts- und Löschungspflichten,
14. die Überführung des Anlagenregisters nach § 6 Absatz 4 in das Gesamtanlagenregister nach § 53b des Energiewirtschaftsgesetzes einschließlich der erforderlichen Regelungen zur Übertragung der registrierten Angaben sowie zur Wahrnehmung der Aufgaben nach § 6 Absatz 1 Satz 2 durch das Gesamtanlagenregister.

§ 91

Weitere Verordnungsermächtigungen

Die Bundesregierung wird ferner ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates zu regeln:

1. das Berechnungsverfahren für die Entschädigung nach § 15 Absatz 1, insbesondere ein pauschaliertes Verfahren zur Ermittlung der jeweils entgangenen Einnahmen und ersparten Aufwendungen, sowie ein Nachweisverfahren für die Abrechnung im Einzelfall,
2. dass bei der Inanspruchnahme der Einspeisevergütung nach § 36
   a) Anlagenbetreiber den Strom aus ihrer Anlage abweichend von § 19 Absatz 1 Nummer 2 einem Dritten zur Verfügung stellen müssen,
   b) sich der Anspruch nach § 36 Absatz 1 gegen den Dritten richtet, dem der Strom nach Buchstabe a zur Verfügung gestellt wird,
   c) der Dritte nach den Buchstaben a und b im Rahmen eines Ausschreibungs- oder anderen objektiven, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahrens ermittelt wird und mit der Umsetzung des § 36 betraut wird; hierbei können insbesondere die ausschreibende Behörde sowie Anforderungen an die Durchführung des Verfahrens, an den mit der Umsetzung des § 36 beauftragten Dritten, an die Voraussetzungen, die Anlagen für die Inanspruchnahme des § 36 erfüllen müssen, an die Bedingungen und Durchführung des § 36 und an die Höhe der finanziellen Förderung im Rahmen des § 36 bestimmt werden,
3. für die Berechnung der Marktprämie nach Anlage 1 Nummer 1.2 zu diesem Gesetz für Strom aus Anlagen, die nach dem am 31. Juli 2014 geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind, die Höhe der Erhöhung des jeweils anzulegenden Wertes „AW“ abweichend von § 96 Absatz 1 Nummer 8 für Strom, der nach dem Inkrafttreten dieses Gesetzes direkt vermarktet wird, auch aus Anlagen, die bereits vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes erstmals die Marktprämie in Anspruch genommen haben; hierbei können verschiedene Werte für verschiedene Energieträger oder für Vermarktungen auf verschiedenen Märkten oder auch negative Werte festgesetzt werden,
4. ergänzend zu Anlage 2 Bestimmungen zur Ermittlung und Anwendung des Referenzertrages,
5. Anforderungen an Windenergieanlagen zur Verbesserung der Netzintegration (Systemdienstleistungen), insbesondere

a) für Windenergieanlagen an Land Anforderungen

aa) an das Verhalten der Anlagen im Fehlerfall,

bb) an die Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung,

cc) an die Frequenzhaltung,

ee) an das Nachweisverfahren,

ff) an den Versorgungswiederaufbau und

gg) bei der Erweiterung bestehender Windparks und

b) für Windenergieanlagen an Land, die bereits vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen wurden, Anforderungen

aa) an das Verhalten der Anlagen im Fehlerfall,

bb) an die Frequenzhaltung,

cc) an das Nachweisverfahren,

dd) an den Versorgungswiederaufbau und

ee) bei der Nachrüstung von Altanlagen in bestehenden Windparks.

§ 92

Gemeinsame Bestimmungen

(1) Die Rechtsverordnungen auf Grund der §§ 86, 88 und 89 bedürfen der Zustimmung des Bundestages.

(2) Wenn Rechtsverordnungen nach Absatz 1 der Zustimmung des Bundestages bedürfen, kann diese Zustimmung davon abhängig gemacht werden, dass dessen Änderungswünsche übernommen werden. Übernimmt der Verordnungsgeber die Änderungen, ist eine erneute Beschlussfassung durch den Bundestag nicht erforderlich. Hat sich der Bundestag nach Ablauf von sechs Sitzungswochen seit Eingang der Rechtsverordnung nicht mit ihr befasst, gilt im Fall der §§ 86 und 88 seine Zustimmung zu der unveränderten Rechtsverordnung als erteilt.

(3) Die Ermächtigungen zum Erlass von Rechtsverordnungen auf Grund der §§ 88 bis 90 können durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates und im Fall der §§ 88 und 89 mit Zustimmung des Bundestages auf eine Bundesoberbehörde übertragen werden. Die Rechtsverordnungen, die auf dieser Grundlage von der Bundesoberbehörde erlassen werden, bedürfen nicht der Zustimmung des Bundesrates oder des Bundestages.

Abschnitt 2
Berichte

§ 93

Erfahrungsbericht

Die Bundesregierung evaluiert dieses Gesetz und legt dem Bundestag bis zum 31. Dezember 2018 und dann alle vier Jahre einen Erfahrungsbericht vor. Die Bundesnetzagentur, das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle und das Umweltbundesamt unterstützen die Bundesregierung bei der Erstellung des Erfahrungsberichts.

§ 94

Monitoringbericht

(1) Die Bundesregierung berichtet dem Bundestag bis zum 31. Dezember 2014 und dann jährlich über

1. den Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien und die Erreichung der Ziele nach § 1 Absatz 2,
2. die Erfüllung der Grundsätze nach § 2,
3. den Stand der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien,
4. die Entwicklung der Eigenversorgung im Sinne des § 58 und
5. die Herausforderungen, die sich aus den Nummern 1 bis 4 ergeben.

(2) Die Bundesregierung legt rechtzeitig vor Erreichung des in § 29 Absatz 6 Satz 1 bestimmten Ziels einen Vorschlag für eine Neugestaltung der bisherigen Regelung vor.

§ 95

Ausschreibungsbericht

Die Bundesregierung berichtet dem Bundestag spätestens bis zum 30. Juni 2016 über die Erfahrungen mit Ausschreibungen insbesondere nach § 53. Der Bericht enthält auch Handlungsempfehlungen

1. zur Ermittlung der finanziellen Förderung und ihrer Höhe durch Ausschreibungen im Hinblick auf § 2 Absatz 5 Satz 1 und
2. zur Menge der für die Erreichung der Ziele nach § 1 Absatz 2 erforderlichen auszuschreibenden Strommengen oder installierten Leistungen.

Abschnitt 3
Übergangsbestimmungen

§ 96

Allgemeine Übergangsbestimmungen

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

1. statt § 5 Nummer 21 § 3 Nummer 5 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung anzuwenden ist,
2. statt § 9 Absatz 3 und 7 § 6 Absatz 3 und 6 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung anzuwenden ist,
3. § 24 Absatz 1 Nummer 1 für Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die nach dem 31. Dezember 2011 in Betrieb genommen worden sind, anzuwenden ist, solange der Anlagenbetreiber die Anlage nicht nach § 17 Absatz 12 Nummer 1 Buchstabe a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung als geförderte Anlage im Sinne des § 20a Absatz 5 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung registriert und den Standort und die installierte Leistung der Anlage nicht an die Bundesnetzagentur mittels der von ihr bereitgestellten Formularvorgaben übermittelt hat,
4. statt der §§ 25 bis 29, des § 38 Absatz 1, der §§ 39 bis 49, 51 und 53, § 67 Nummer 2 die §§ 20 bis 20b, 23 bis 33, 46 Nummer 2 sowie die Anlagen 1 und 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung anzuwenden sind; abweichend hiervon ist § 45 Absatz 7 ausschließlich für Anlagen entsprechend anzuwenden, die nach dem am 31. Juli 2014 geltenden Inbetriebnahmebegriff nach dem 31. Dezember 2011 in Betrieb genommen worden sind,
5. § 33 Nummer 2 ab dem 1. Januar 2015 anzuwenden ist,
6. § 35 entsprechend anzuwenden ist mit Ausnahme von § 35 Absatz 2 und 3 zweiter Halbsatz,
7. für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wasserkraft, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind, anstelle des § 38 Absatz 2 § 23 des Erneuerbare-Energien-Gesetz in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung anzuwenden ist, wenn die Maßnahme nach § 23 Absatz 2 Satz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetz in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung vor dem 1. August 2014 abgeschlossen worden ist,

8. Anlage 1 Nummer 1.2 mit der Maßgabe anzuwenden ist, dass der jeweils anzulegende Wert „AW“ erhöht wird
   a) für vor dem 1. Januar 2015 erzeugten Strom
      aa) aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie um 0,60 Cent pro Kilowattstunde,
      bb) aus Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie um 0,25 Cent pro Kilowattstunde,
   b) für nach dem 31. Dezember 2014 erzeugten Strom
      aa) aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie um 0,40 Cent pro Kilowattstunde oder
      bb) aus Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie um 0,20 Cent pro Kilowattstunde,
9. für Strom aus Anlagen, die nach dem am 31. Dezember 2011 geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, abweichend hiervon und unbeschadet der Nummern 5, 7 und 8 § 66 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung mit folgenden Maßgaben anzuwenden ist:
   a) statt § 66 Absatz 1 Nummer 10 Satz 1 und 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung sind die §§ 20, 21, 32 bis 34 und Anlage 1 zu diesem Gesetz mit der Maßgabe anzuwenden, dass abweichend von § 20 Absatz 1 Nummer 3 und 4 die Einspeisevergütung nach den Bestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die jeweilige Anlage maßgeblichen Fassung maßgeblich ist und dass bei der Berechnung der Marktprämie nach § 32 der anzulegende Wert die Höhe der Vergütung in Cent pro Kilowattstunde ist, die für den direkt vermarkteten Strom bei der konkreten Anlage im Fall einer Vergütung nach den Vergütungsbestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die jeweilige Anlage maßgeblichen Fassung tatsächlich in Anspruch genommen werden könnte. § 24 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 und Satz 2 ist mit der Maßgabe anzuwenden, dass an die Stelle des anzulegenden Wertes nach § 23 Absatz 1 der Vergütungsanspruch des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die jeweilige Anlage maßgeblichen Fassung tritt,
   b) statt § 66 Absatz 1 Nummer 11 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung sind die §§ 50 und 52 sowie Anlage 3 anzuwenden,

c) § 66 Absatz 1 Nummer 14, Absatz 13 und 13a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung sind nicht anzuwenden,

d) § 9 Absatz 4 ist anzuwenden und

e) anstelle von § 21 Absatz 2 Satz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074) in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung ist § 22 Satz 2 entsprechend anzuwenden.

(2) Für Strom aus Anlagen, die

1. nach dem am 31. Juli 2014 geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind und
2. vor dem 1. August 2014 zu keinem Zeitpunkt Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder Grubengas erzeugt haben,

ist § 5 Nummer 21 erster Halbsatz anzuwenden.

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

(4) Für Strom aus Anlagen, die nach dem am 31. Dezember 2011 geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, verringert sich für jeden Kalendermonat, in dem Anlagenbetreiber ganz oder teilweise Verpflichtungen im Rahmen einer Nachrüstung zur Sicherung der Systemstabilität auf Grund einer Verordnung nach § 12 Absatz 3a und § 49 Absatz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes nach Ablauf der in der Rechtsverordnung oder der von den Netzbetreibern nach Maßgabe der Rechtsverordnung gesetzten Frist nicht nachgekommen sind,

1. der Anspruch auf finanzielle Förderung für Anlagen, die mit einer technischen Einrichtung nach § 9 Absatz 1 Nummer 2 oder Absatz 2 Nummer 2 ausgestattet sind, auf den Monatsmarktwert oder
2. der in einem Kalenderjahr entstandene Anspruch auf eine Einspeisevergütung für Anlagen, die nicht mit einer technischen Einrichtung nach § 9 Absatz 1 Nummer 2 oder Absatz 2 Nummer 2 ausgestattet sind, um ein Zwölftel.

§ 97
Übergangsbestimmungen für Strom aus Biomasse

(1) Für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse, die nach dem am 31. Juli 2014 geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind, verringert sich ab dem 1. August 2014 der Vergütungsanspruch nach den Bestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die Anlage jeweils anzuwendenden Fassung für jede Kilowattstunde Strom, um die in einem Kalenderjahr die vor dem 1. August 2014 erreichte Höchstbemessungsleistung der Anlage überschritten wird, auf den Monatsmarktwert; für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind, verringert sich entsprechend der Vergütungsanspruch nach § 8 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 21. Juli 2004 (BGBl. I S. 1918) in der am 31. Dezember 2008 geltenden Fassung nach Maßgabe des ersten Halbsatzes. Höchstbemessungsleistung im Sinne von Satz 1 ist die höchste Bemessungsleistung der Anlage in einem Kalenderjahr seit dem Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme. Im Fall von Anlagen im Sinne von Satz 1, die nach dem 31. Dezember 2011 in Betrieb genommen worden sind, wird abweichend von Satz 2 unwiderleglich vermutet, dass die Höchstbemessungsleistung der Anlage der um 10 Prozent verringerte Wert der vor dem 1. August 2014 installierten Leistung der Anlage ist.

(2) Für Strom aus Anlagen, die nach dem am 31. Dezember 2011 geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind,

1. besteht der Anspruch auf Erhöhung des Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen nach § 27 Absatz 4 Nummer 2 in Verbindung mit Anlage 2 Nummer VI.2.c zu dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung ab dem 1. August 2014 nur, wenn zur Stromerzeugung überwiegend Landschaftspflegematerial einschließlich Landschaftspflegegras im Sinne von Anlage 3 Nummer 5 zur Biomasseverordnung in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung eingesetzt werden,
2. ist § 45 Absatz 6 Nummer 2 anzuwenden bei Strom, der nach dem 31. Juli 2014 erzeugt worden ist.

(3) Für Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2011 und vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind, ist auch nach dem 31. Juli 2014 die Biomasseverordnung in ihrer am 31. Juli 2014 geltenden Fassung anzuwenden.

§ 98
Übergangsbestimmung zur Umstellung auf Ausschreibungen

Nachdem die finanzielle Förderung im Sinne des § 2 Absatz 5 auf Ausschreibungen umgestellt worden ist, besteht auch ohne eine im Rahmen einer Ausschreibung erhaltene Förderberechtigung ein Anspruch nach § 19 Absatz 1 für Anlagenbetreiber von

1. Windenergieanlagen auf See, die vor dem 1. Januar 2017 eine unbedingte Netzanschlusszusage oder eine Zuweisung von Anschlusskapazitäten nach § 17d Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes erhalten haben und vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen worden sind, oder
2. allen anderen 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 und vor dem 1. Januar 2019 in Betrieb genommen worden sind; dies gilt nicht für die Betreiber von Freiflächenanlagen.

§ 99
Weitere Übergangsbestimmungen

(1) Für Anlagen und KWK-Anlagen, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind und mit einer technischen Einrichtung nach § 6 Absatz 1 oder Absatz 2 Nummer 1 und Nummer 2 Buchstabe a des am 31. Juli 2014 geltenden Erneuerbare-Energien-Gesetzes ausstatten mussten, ist § 9 Absatz 1 Satz 2 ab dem 1. Januar 2009 rückwirkend anzuwenden. Ausgenommen hiervon sind Fälle, in denen vor dem 9. April 2014 ein Rechtsstreit zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber anhängig oder rechtskräftig entschieden worden ist.

(2) § 39 Absatz 1 und 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung ist auf Strom, den Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach dem 31. Dezember 2013 und vor dem 1. August 2014 an ihre gesamten Letztverbraucher geliefert haben, mit der Maßgabe anzuwenden, dass abweichend von § 39 Absatz 1 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung dieser Strom die dort genannten Anforderungen in dem Zeitraum nach dem 31. Dezember 2013 und vor dem 1. August 2014 sowie zugleich jeweils in mindestens vier Monaten dieses Zeitraums erfüllt, wobei § 39 Absatz 1 Nummer 1 zweiter Halbsatz des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung nicht anzuwenden ist.

(3) Für Anträge auf Begrenzung der EEG-Umlage für das Jahr 2015, über die bis zum Ablauf des 31. Juli 2014 noch nicht bestandskräftig entschieden wurde, sind die §§ 60 bis 65 mit Ausnahme des § 61 Absatz 1 Nummer 2 und Absatz 5 Satz 2 anzuwenden. Statt § 61 Absatz 1 Nummer 2 ist § 41 Absatz 1 Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung anzuwenden.

(4) Für Schienenbahnen, die noch keine Begrenzungsentscheidung für das Begrenzungsjahr 2014 haben, sind die §§ 60 bis 65 für die Antragsstellung auf Begrenzung für die zweite Jahreshälfte des Jahres 2014 mit den Maßgaben anzuwenden, dass

1. die EEG-Umlage für die gesamte Strommenge, die das Unternehmen unmittelbar für den Fahrbetrieb im Schienenbahnverkehr selbst verbraucht hat, auf 20 Prozent der nach § 37 Absatz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung ermittelten EEG-Umlage für das Jahr 2014 begrenzt wird,
2. der Antrag nach § 60 in Verbindung mit § 62 einschließlich der der Bescheinigungen nach § 61 Absatz 3 Satz 1 und 3 bis zum 30. September 2014 zu stellen ist (materielle Ausschlussfrist) und
3. die Entscheidung rückwirkend zum 1. Juli 2014 mit einer Geltungsdauer bis zum 31. Dezember 2014 wirksam wird.

(5) Die Übertragungsnetzbetreiber haben gegen Elektrizitätsversorgungsunternehmen für die außerhalb der Regelverantwortung eines Übertragungsnetzbetreibers eigens für die Versorgung von Schienenbahnen erzeugten, unmittelbar in das Bahnstromnetz eingespeisten und unmittelbar für den Fahrbetrieb im Schienenverkehr verbrauchten Strommengen (Bahnkraftwerksstrom) für die Jahre 2009 bis 2013 nur Anspruch auf Zahlung einer EEG-Umlage von 0,05 Cent pro Kilowattstunde. Die Ansprüche werden wie folgt fällig:

1. für Bahnkraftwerksstrom, der in den Jahren 2009 bis 2011 verbraucht worden ist, zum 31. August 2014,
2. für Bahnkraftwerksstrom, der im Jahr 2012 verbraucht worden ist, zum 31. Januar 2015 und
3. für Bahnkraftwerksstrom, der im Jahr 2013 verbraucht worden ist, zum 31. Oktober 2015.

Elektrizitätsversorgungsunternehmen müssen ihrem Übertragungsnetzbetreiber unverzüglich die Endabrechnungen für die Jahre 2009 bis 2013 für den Bahnkraftwerksstrom vorlegen; § 50 ist entsprechend anzuwenden. Elektrizitätsversorgungsunternehmen können für Bahnkraftwerksstrom, den sie vor dem 1. Januar 2009 geliefert haben, die Abnahme und Vergütung nach § 37 Absatz 1 Satz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung und nach

§ 14 Absatz 3 Satz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2008 geltenden Fassung verweigern.

Anlage 1

Höhe der Marktprämie

(zu § 32)

1. Berechnung der Marktprämie

1.1. Im Sinne dieser Anlage ist:

– „MP“ die Höhe der Marktprämie nach § 32 Absatz 2 in Cent pro Kilowattstunde,

– „AW“ der anzulegende Wert nach den §§ 38 bis 53 unter Berücksichtigung der §§ 17 bis 29 in Cent pro Kilowattstunde,

– „MW“ der jeweilige Monatsmarktwert.

1.2. Die Höhe der Marktprämie nach § 32 Absatz 2 („MP“) in Cent pro Kilowattstunde direkt vermarkteten und tatsächlich eingespeisten Stroms wird nach der folgenden Formel berechnet:

$$MP = AW – MW$$

Ergibt sich bei der Berechnung ein Wert kleiner null, wird abweichend von Satz 1 der Wert „MP“ mit dem Wert null festgesetzt.

2. Berechnung des Monatsmarktwerts „MW“

2.1. Monatsmarktwert bei Strom aus Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie nach den §§ 38 bis 46

Als Wert „MW“ in Cent pro Kilowattstunde ist bei direkt vermarktetem Strom aus Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie der Wert „MW_{EPEX}“ anzulegen. Dabei ist „MW_{EPEX}“ der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland/Österreich am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris in Cent pro Kilowattstunde.

2.2. Monatsmarktwert bei Strom aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie nach den §§ 47 bis 49

2.2.1. Energieträgerspezifischer Monatsmarktwert

Als Wert „MW“ in Cent pro Kilowattstunde ist anzulegen bei direkt vermarktetem Strom aus

– Windenergieanlagen an Land der Wert „$MW_{Wind\ an\ Land}$“,

– Windenergieanlagen auf See der Wert „$MW_{Wind\ auf\ See}$“ und

– Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie der Wert „MW_{Solar}“.

2.2.2. Windenergie an Land

„$MW_{Wind\ an\ Land}$“ ist der tatsächliche Monatsmittelwert des Marktwerts von Strom aus Windenergieanlagen an Land am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris für die Preiszone Deutschland/Österreich in Cent pro Kilowattstunde. Dieser Wert wird wie folgt berechnet:

2.2.2.1. Für jede Stunde eines Kalendermonats wird der durchschnittliche Wert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris für die Preiszone Deutschland/Österreich mit der Menge des in dieser Stunde nach der Online-Hochrechnung nach Nummer 3.1 erzeugten Stroms aus Windenergieanlagen an Land multipliziert.

2.2.2.2. Die Ergebnisse für alle Stunden dieses Kalendermonats werden summiert.

2.2.2.3. Diese Summe wird dividiert durch die Menge des in dem gesamten Kalendermonat nach der Online-Hochrechnung nach Nummer 3.1 erzeugten Stroms aus Windenergieanlagen an Land.

2.2.3 Windenergie auf See

„$MW_{Wind\ auf\ See}$“ ist der tatsächliche Monatsmittelwert des Marktwerts von Strom aus Windenergieanlagen auf See am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris für die Preiszone Deutschland/Österreich in Cent pro Kilowattstunde. Für die Berechnung von „$MW_{Wind\ auf\ See}$“ sind die Nummern 2.2.2.1 bis 2.2.2.3 mit der Maßgabe anzuwenden, dass statt des nach der Online-Hochrechnung nach Nummer 3.1 erzeugten Stroms aus Windenergieanlagen an Land der nach der Online-Hochrechnung nach Nummer 3.1 erzeugte Strom aus Windenergieanlagen auf See zugrunde zu legen ist.

2.2.4 Solare Strahlungsenergie

„MW_{Solar}“ ist der tatsächliche Monatsmittelwert des Marktwerts von Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris für die Preiszone Deutschland/Österreich in Cent pro Kilowattstunde. Für die Berechnung von „MW_{Solar}“ sind die Nummern 2.2.2.1 bis 2.2.2.3 mit der Maßgabe anzuwenden, dass statt des nach der Online-Hochrechnung nach Nummer 3.1 erzeugten Stroms aus Windenergieanlagen an Land der nach der Online-Hochrechnung nach Nummer 3.1 erzeugte Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie zugrunde zu legen ist.

3. Veröffentlichung der Berechnung

3.1. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen jederzeit unverzüglich auf einer gemeinsamen Internetseite in einheitlichem Format die auf der Grundlage einer repräsentativen Anzahl von gemessenen Referenzanlagen erstellte Online-Hochrechnung der Menge des tatsächlich erzeugten Stroms aus Windenergieanlagen an Land, Windenergieanlagen auf See und Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie in ihren Regelzonen in mindestens stündlicher Auflösung veröffentlichen. Für die Erstellung der Online-Hochrechnung sind Reduzierungen der Einspeiseleistung der Anlage durch den Netzbetreiber oder im Rahmen der Direktvermarktung nicht zu berücksichtigen.

3.2. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen ferner für jeden Kalendermonat bis zum Ablauf des zehnten Werktags des Folgemonats auf einer gemeinsamen Internetseite in einheitlichem Format und auf drei Stellen nach dem Komma gerundet folgende Daten in nicht personenbezogener Form veröffentlichen:

a) den Wert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris für die Preiszone Deutschland/Österreich für jeden Kalendertag in stündlicher Auflösung,

b) den Wert „MW_{EPEX}“ nach Maßgabe der Nummer 2.1,

c) den Wert „$MW_{Wind\ an\ Land}$“ nach Maßgabe der Nummer 2.2.2,

d) den Wert „$MW_{Wind\ auf\ See}$“ nach Maßgabe der Nummer 2.2.3 und

e) den Wert „MW_{Solar}“ nach Maßgabe der Nummer 2.2.4.

3.3. Soweit die Daten nach Nummer 3.2 nicht bis zum Ablauf des zehnten Werktags des Folgemonats verfügbar sind, sind sie unverzüglich in nicht personenbezogener Form zu veröffentlichen, sobald sie verfügbar sind.

Anlage 2
Referenzertrag

(zu § 47)

1. Eine Referenzanlage ist eine Windenergieanlage eines bestimmten Typs, für die sich entsprechend ihrer von einer dazu berechtigten Institution vermessenen Leistungskennlinie an dem Referenzstandort ein Ertrag in Höhe des Referenzertrages errechnet.

2. Der Referenzertrag ist die für jeden Typ einer Windenergieanlage einschließlich der jeweiligen Nabenhöhe bestimmte Strommenge, die dieser Typ bei Errichtung an dem Referenzstandort rechnerisch auf Basis einer vermessenen Leistungskennlinie in fünf Betriebsjahren erbringen würde. Der Referenzertrag ist nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik zu ermitteln; die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn die Verfahren, Grundlagen und Rechenmethoden verwendet worden sind, die enthalten sind in den Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 5, in der zum Zeitpunkt der Ermittlung des Referenzertrags geltenden Fassung der FGW e.V. – Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien (FGW)[4].

3. Der Typ einer Windenergieanlage ist bestimmt durch die Typenbezeichnung, die Rotorkreisfläche, die Nennleistung und die Nabenhöhe gemäß den Angaben des Herstellers.

4. Der Referenzstandort ist ein Standort, der bestimmt wird durch eine Rayleigh-Verteilung mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 5,5 Metern je Sekunde in einer Höhe von 30 Metern über dem Grund, einem logarithmischen Höhenprofil und einer Rauhigkeitslänge von 0,1 Metern.

5. Die Leistungskennlinie ist der für jeden Typ einer Windenergieanlage ermittelte Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Leistungsabgabe unabhängig von der Nabenhöhe. Die Leistungskennlinie ist nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik zu ermitteln; die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn die Verfahren, Grundlagen und Rechenmethoden verwendet worden sind, die enthalten sind in den Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 2, der FGW e.V. – Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare (FGW)[5] in der zum Zeitpunkt der Ermittlung des Referenzertrages geltenden Fassung. Soweit die Leistungskennlinie nach einem vergleichbaren Verfahren vor dem 1. Januar 2000 ermittelt wurde, kann diese anstelle der nach Satz 2 ermittelten Leistungskennlinie herangezogen werden, soweit im Geltungsbereich dieses Gesetzes nach dem 31. Dezember 2001 nicht mehr mit der Errichtung von Anlagen des Typs begonnen wird, für den sie gelten.

6. Zur Vermessung der Leistungskennlinien nach Nummer 5 und zur Berechnung der Referenzerträge von Anlagentypen am Referenzstandort nach

[4] Amtlicher Hinweis: Zu beziehen bei der FGW e.V. – Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien, Oranienburger Straße 45, 10117 Berlin.
[5] Amtlicher Hinweis: Zu beziehen bei der Beuth Verlag GmbH, 10772 Berlin.

Nummer 2 sind für die Zwecke dieses Gesetzes die Institutionen berechtigt, die entsprechend der technischen Richtlinie Allgemeine Anforderungen an die Kompetenz von Prüf- und Kalibrierlaboratorien (DIN EN ISO/IEC 17025), Ausgabe April 2000[6], entsprechend von einer staatlich anerkannten oder unter Beteiligung staatlicher Stellen evaluierten Akkreditierungsstelle akkreditiert sind.

7. Bei der Anwendung des Referenzertrages zur Bestimmung des verlängerten Zeitraums der Anfangsvergütung ist die installierte Leistung zu berücksichtigen, höchstens jedoch diejenige Leistung, die die Anlage aus genehmigungsrechtlichen Gründen nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz maximal erbringen darf. Temporäre Leistungsreduzierungen insbesondere auf Grund einer Regelung der Anlage nach § 14 sind zu berücksichtigen.

Anlage 3
Voraussetzungen und Höhe der Flexibilitätsprämie

(zu § 52)

I. Voraussetzungen der Flexibilitätsprämie

1. Anlagenbetreiber können die Flexibilitätsprämie verlangen,

a) wenn für den gesamten in der Anlage erzeugten Strom keine Einspeisevergütung in Anspruch genommen wird und für diesen Strom unbeschadet des §§ 27 Absatz 3 und 4, des § 27a Absatz 2 und des § 27c Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung dem Grunde nach ein Vergütungsanspruch nach § 19 in Verbindung mit § 96 Absatz 1 besteht, der nicht nach § 24 in Verbindung mit § 96 Absatz 1 verringert ist,

b) wenn die Bemessungsleistung der Anlage im Sinne der Nummer I.2.1 mindestens das 0,2fache der installierten Leistung der Anlage beträgt,

c) wenn der Anlagenbetreiber die zur Registrierung der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie erforderlichen Angaben nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 90 übermittelt hat und

d) sobald ein Umweltgutachter mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien bescheinigt hat, dass die Anla-

[6] Amtlicher Hinweis: Zu beziehen bei der Beuth Verlag GmbH, 10772 Berlin.

ge für den zum Anspruch auf die Flexibilitätsprämie erforderlichen bedarfsorientierten Betrieb nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik technisch geeignet ist.

2. Die Höhe der Flexibilitätsprämie wird kalenderjährlich berechnet. Die Berechnung erfolgt für die jeweils zusätzlich bereitgestellte installierte Leistung nach Maßgabe der Nummer II. Auf die zu erwartenden Zahlungen sind monatliche Abschläge in angemessenem Umfang zu leisten.

3. Anlagenbetreiber müssen dem Netzbetreiber die erstmalige Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie vorab mitteilen.

4. Die Flexibilitätsprämie ist für die Dauer von zehn Jahren zu zahlen. Beginn der Frist ist der erste Tag des zweiten auf die Meldung nach Nummer I.3 folgenden Kalendermonats.

5. Der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie entfällt für zusätzliche installierte Leistung, die als Erhöhung der installierten Leistung der Anlage nach dem 31. Juli 2014 nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 90 an das Anlagenregister übermittelt wird, ab dem ersten Tag des zweiten Kalendermonats, der auf den Kalendermonat folgt, in dem der von der Bundesnetzagentur nach Maßgabe des § 25 Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe b in Verbindung mit der Rechtsverordnung nach § 90 veröffentlichte aggregierte Zubau der zusätzlichen installierten Leistung durch Erhöhungen der installierten Leistung nach dem 31. Juli 2014 erstmals den Wert von 1 350 Megawatt übersteigt.

II. Höhe der Flexibilitätsprämie

1. Begriffsbestimmungen

Im Sinne dieser Anlage ist

- „P_{Bem}“ die Bemessungsleistung in Kilowatt; im ersten und im zehnten Kalenderjahr der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie ist die Bemessungsleistung mit der Maßgabe zu berechnen, dass nur die in den Kalendermonaten der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie erzeugten Kilowattstunden und nur die vollen Zeitstunden dieser Kalendermonate zu berücksichtigen sind; dies gilt nur für die Zwecke der Berechnung der Höhe der Flexibilitätsprämie,
- „P_{inst}“ die installierte Leistung in Kilowatt,
- „P_{Zusatz}“ die zusätzlich bereitgestellte installierte Leistung für die bedarfsorientierte Erzeugung von Strom in Kilowatt und in dem jeweiligen Kalenderjahr,

- „f_{Kor}“ der Korrekturfaktor für die Auslastung der Anlage,
- „*KK*“ die Kapazitätskomponente für die Bereitstellung der zusätzlich installierten Leistung in Euro und Kilowatt,
- „*FP*“ die Flexibilitätsprämie nach § 52 in Cent pro Kilowattstunde.

2. Berechnung

2.1. Die Höhe der Flexibilitätsprämie nach § 52 („*FP*“) in Cent pro Kilowattstunde direkt vermarkteten und tatsächlich eingespeisten Stroms wird nach der folgenden Formel berechnet:

$$FP = \frac{P_{Zusatz} \times KK \times 100 \frac{Cent}{Euro}}{P_{Bem} \times 8760 \ h}$$

2.2. „P_{Zusatz}“ wird nach der folgenden Formel berechnet:

$$P_{Zusatz} = P_{inst} - (f_{Kor} \times P_{Bem})$$

Dabei beträgt „f_{Kor}“

- bei Biomethan: 1,6 und
- bei Biogas, das kein Biomethan ist: 1,1.

Abweichend von Satz 1 wird der Wert „P_{Zusatz}“ festgesetzt

- mit dem Wert Null, wenn die Bemessungsleistung die 0,2fache installierte Leistung unterschreitet,
- mit dem 0,5-fachen Wert der installierten Leistung „P_{inst}“, wenn die Berechnung ergibt, dass er größer als der 0,5-fache Wert der installierten Leistung ist.

2.3. „*KK*“ beträgt 130 Euro pro Kilowatt.

Anlage 4
Stromkosten- oder handelsintensive Branchen

(zu § 61)

[Die Bundesregierung wird die Regelung im weiteren Verfahren nachtragen.]

Artikel 2

Änderung des Projekt-Mechanismen-Gesetzes

In § 5 Absatz 1 Satz 5 des Projekt-Mechanismen-Gesetzes vom 22. September 2005 (BGBl. I S. 2826), das durch Artikel 4 Absatz 32 des Gesetzes vom 7. August 2013 (BGBl. I S. 3154) geändert worden ist, wird die Angabe „16“ durch die Angabe „19“ ersetzt.

Artikel 3

Änderung des Unterlassungsklagengesetzes

§ 2 Absatz 2 Nummer 9 des Unterlassungsklagengesetzes in der Fassung der Bekanntmachung vom 27. August 2002 (BGBl. I S. 3422, 4346), das durch Artikel 7 des Gesetzes vom 1. Oktober 2013 (BGBl. I S. 3714) geändert worden ist, wird wie folgt gefasst:

„9. § 57 Absatz 1 und 2, §§ 74, 75 Absatz 2 und 3 sowie § 76 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes,“.

Artikel 4

Änderung des Gewerbesteuergesetzes

Das Gewerbesteuergesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. Oktober 2002 (BGBl. I S. 4167), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 26. Juni 2013 (BGBl. I S. 1809) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In § 29 Absatz 1 Nummer 2 werden die Wörter „im Sinne des § 3 Nummer 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730) geändert worden ist, in der jeweils geltenden Fassung“ durch die Wörter „im Sinne des § 5 Nummer 14 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom … (BGBl. I S. … [einsetzen: *Datum und Fundstelle gemäß Artikel 24 Absatz 1 des Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts*]) in der jeweils geltenden Fassung“ ersetzt.

2. In § 36 Absatz 9d Satz 2 werden die Wörter „§ 3 Nummer 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ jeweils durch die Wörter „§ 5 Nummer 14 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom … (BGBl. I S. … [einsetzen: *Datum und Fundstelle gemäß Artikel 24 Absatz 1 des Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts*])“ ersetzt.

Artikel 5

Änderung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen

Das Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. Juni 2013 (BGBl. I S. 1750, 3245), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 78 des Gesetzes vom 7. August 2013 (BGBl. I S. 3154) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In § 47f Satz 1 wird das Wort „Technologie“ durch das Wort „Energie“ ersetzt und werden die Wörter „und, soweit Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien im Sinne des Erneuerbare-Energien-Gesetzes betroffen sind, im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit,“ gestrichen.

2. § 47g wird wie folgt geändert:

   a) Absatz 6 Nummer 2 wird wie folgt gefasst:

   „2. die Wahl der Veräußerungsform im Sinne des § 20 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und die auf die jeweilige Veräußerungsform entfallenden Mengen,“.

   b) In Absatz 8 Satz 2 wird die Angabe „nach § 33b“ durch die Wörter „im Sinne des § 5 Nummer 9“ ersetzt.

Artikel 6

Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

Das Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 des Gesetzes vom 4. Oktober 2013 (BGBl. I S. 3746) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. § 3 Nummer 18b wird wie folgt gefasst:

   „18b. erneuerbare Energien
   Energien im Sinne des § 5 Nummer 14 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes,“.

2. § 12e Absatz 3 wird gestrichen.

3. In § 12f Absatz 1 werden die Wörter „und Technologie, dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit“ durch die Wörter „und Energie“ ersetzt.

4. § 17d wird wie folgt gefasst:

„§ 17d
Umsetzung des Offshore-Netzentwicklungsplans

(1) Betreiber von Übertragungsnetzen, in deren Regelzone der Netzanschluss von Windenergieanlagen auf See erfolgen soll (anbindungsverpflichteter Übertragungsnetzbetreiber), haben die Leitungen entsprechend den Vorgaben des Offshore-Netzentwicklungsplans zu errichten und zu betreiben. Sie haben mit der Umsetzung der Netzanschlüsse von Windenergieanlagen auf See entsprechend den Vorgaben des Offshore-Netzentwicklungsplans zu beginnen und die Errichtung der Netzanschlüsse von Windenergieanlagen auf See zügig voranzutreiben. Eine Leitung nach Satz 1 ist ab dem Zeitpunkt der Fertigstellung ein Teil des Energieversorgungsnetzes.

(2) Der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber, der eine Anbindungsleitung nach Absatz 1 errichtet, hat spätestens nach Auftragsvergabe das Datum des voraussichtlichen Fertigstellungstermins der Anbindungsleitung dem Betreiber der Windenergieanlage auf See gegenüber bekannt zu machen und auf seiner Internetseite zu veröffentlichen. Nach Bekanntmachung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins nach Satz 1 hat der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber mit dem Betreiber der Windenergieanlage auf See, dem nach den Absätzen 3 bis 5 Anschlusskapazitäten auf der Anbindungsleitung zugewiesen wurden, einen Realisierungsfahrplan abzustimmen, der die zeitliche Abfolge für die einzelnen Schritte zur Errichtung der Windenergieanlage auf See und zur Herstellung des Netzanschlusses enthält. Der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber und der Betreiber der Windenergieanlage auf See haben sich regelmäßig über den Fortschritt bei der Errichtung der Windenergieanlage auf See und der Herstellung des Netzanschlusses zu unterrichten; mögliche Verzögerungen oder Abweichungen vom Realisierungsfahrplan nach Satz 2 sind unverzüglich mitzuteilen. Der bekannt gemachte voraussichtliche Fertigstellungstermin kann nur mit Zustimmung der Regulierungsbehörde geändert werden; die Regulierungsbehörde trifft die Entscheidung nach pflichtgemäßem Ermessen und unter Berücksichtigung der Interessen der Beteiligten und der volkswirtschaftlichen Kosten. 30 Monate vor Eintritt der voraussichtlichen Fertigstellung wird der bekannt gemachte Fertigstellungstermin verbindlich.

(3) Die Zuweisung von Anschlusskapazitäten auf Anbindungsleitungen erfolgt durch die Regulierungsbehörde im Benehmen mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie in einem objektiven, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren. Die unter Berücksichtigung sämtlicher bestehender unbedingter Netzanbindungszusagen höchstens zuweisbare Anschlusskapazität beträgt bis zum 31. Dezember 2020 6,5 Gigawatt. Ab dem 1. Januar 2021 erhöht sich die Menge der nach Satz 2 zuweisbaren Anschlusskapazität jährlich um 800 Megawatt. Die Regulierungsbehörde kann die Zuweisung von Anschlusskapazität mit Nebenbestimmungen nach § 36 des Verwaltungsverfahrensgesetzes versehen. Die Regulierungsbehörde veröffentlicht monatlich die nach Satz 2 und 3 zuweisbare Anschlusskapazität im Internet.

(4) Sind für Kapazitätszuweisungen nicht in ausreichendem Umfang verfügbare Kapazitäten nach Absatz 3 Satz 2 und 3 vorhanden oder übersteigt die Nachfrage der im Bundesfachplan Offshore nach § 17a Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 identifizierten Windenergieanlagen auf See die auf einer beauftragten Anbindungsleitung noch zur Verfügung stehende Kapazität, erfolgt die Kapazitätszuweisung nach Absatz 3 Satz 1 im Wege eines Versteigerungsverfahrens oder eines anderen nach Absatz 8 Satz 1 Nummer 3 bestimmten Zuweisungsverfahrens. Soweit die Kapazitätszuweisung im Wege eines Versteigerungsverfahrens erfolgt, geht diesem ein Verfahren voraus, in dem die Zulassung zur Versteigerung schriftlich oder elektronisch zu beantragen ist. Die Regulierungsbehörde entscheidet über die Zulassung zum Versteigerungsverfahren durch schriftlichen Bescheid. Der Antrag auf Zulassung ist abzulehnen, wenn der Antragsteller die Voraussetzungen für die Teilnahme am Versteigerungsverfahren nicht nachweist. Die Betreiber von Windenergieanlagen auf See, die im Versteigerungsverfahren einen Zuschlag erhalten, zahlen den ihrem Gebot entsprechenden Geldbetrag an den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber, der die Zahlung nach § 3 Absatz 3 Nummer 6 der Ausgleichsmechanismusverordnung vereinnahmt.

(5) Die Regulierungsbehörde kann im Benehmen mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie dem Betreiber einer Windenergieanlage auf See, die über eine unbedingte Netzanbindungszusage oder eine nach Absatz 3 Satz 1 zugewiesene Kapazität verfügt, im Wege der Kapazitätsverlagerung die zugewiesene Kapazität entziehen und ihm Kapazitäten an einer anderen Anbindungsleitung zuweisen, soweit dies einer geordneten und effizienten Nutzung und Auslastung von Offshore-Anbindungsleitungen dient und soweit dem die Bestimmungen des Bundesfachplans Offshore nicht entgegen stehen; die Regulierungsbehörde kann hierfür freie Anbindungskapazität auf Anbindungsleitungen von der Zuweisung nach Absatz 3 Satz 1

ausnehmen. Vor der Entscheidung sind der betroffene Betreiber einer Windenergieanlage auf See und der betroffene anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber zu hören.

(6) Ein Betreiber einer Windenergieanlage auf See, die über die notwendige Zulassung im Sinne des § 1 Nummer 10a des Seeaufgabengesetzes verfügt, hat im Rahmen der von der Regulierungsbehörde nach den Absätzen 3 bis 5 zugewiesenen Kapazität auf der ihr zugewiesenen Anbindungsleitung Anspruch auf Netzanbindung ab dem verbindlichen Fertigstellungstermin gemäß Absatz 2 Satz 5; hat die Regulierungsbehörde die Kapazitätszuweisung auf einen Zeitpunkt nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin befristet, hat der Betreiber einer Windenergieanlage auf See erst ab diesem Zeitpunkt Anspruch auf Netzanbindung. Ein Anspruch des Betreibers einer Windenergieanlage auf See auf Erweiterung der Netzkapazität nach § 12 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist ausgeschlossen; für nicht zugewiesene Kapazität sind die §§ 14 und 15 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes nicht anzuwenden. Um eine geordnete und effiziente Nutzung und Auslastung von Offshore-Anbindungsleitungen und um eine installierte Leistung aller Windenergieanlagen auf See von 6 500 Megawatt in 2020 zu erreichen, kann die Regulierungsbehörde in Abstimmung mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie die für die Windenergieanlage auf See vorgesehene Anschlusskapazität entziehen, wenn der Betreiber der Windenergieanlage auf See

1. nicht spätestens 24 Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin nach Absatz 2 Satz 5 der Regulierungsbehörde den Nachweis über eine bestehende Finanzierung für die Errichtung der Windenergieanlage auf See erbringt,
2. nicht spätestens zwölf Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin nach Absatz 2 Satz 5 mit der Errichtung der Windenergieanlage auf See begonnen hat oder
3. die technische Betriebsbereitschaft der Windenergieanlage auf See nicht innerhalb von 18 Monaten nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin nach Absatz 2 Satz 5 hergestellt ist.

Für den Nachweis über eine bestehende Finanzierung sind verbindliche Verträge über die Bestellung der Windenergieanlagen, der Fundamente, der für die Windenergieanlage auf See vorgesehenen Umspannanlage und der parkinternen Verkabelung vorzulegen. Für Betreiber von Windenergieanlagen auf See mit unbedingter Netzanbindungszusage ist Satz 3 entsprechend mit der Maßgabe anzuwenden, dass dem verbindlichen Fertigstellungstermin nach Absatz 2 Satz 5 der Fertigstellungstermin aus der unbedingten Netzanbindungszusage gleichsteht.

(7) Die Betreiber von Übertragungsnetzen sind verpflichtet, den unterschiedlichen Umfang ihrer Kosten nach Absatz 1 und den §§ 17a und 17b über eine finanzielle Verrechnung untereinander auszugleichen; § 9 Absatz 3 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes ist entsprechend anzuwenden. Betreiber von Übertragungsnetzen sind zum Ersatz der Aufwendungen verpflichtet, die die Betreiber von Windenergieanlagen auf See für die Planung und Genehmigung der Netzanschlussleitungen bis zum 17. Dezember 2006 getätigt haben, soweit diese Aufwendungen den Umständen nach für erforderlich anzusehen waren und den Anforderungen eines effizienten Netzbetriebs nach § 21 entsprechen.

(8) Die Regulierungsbehörde kann durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 nähere Bestimmungen treffen

1. zu Inhalt und Verfahren der Erstellung des Offshore-Netzentwicklungsplans nach § 17b; dies schließt die Festlegung weiterer Kriterien zur Bestimmung der zeitlichen Abfolge der Umsetzung ein,
2. zur Umsetzung des Offshore-Netzentwicklungsplans, zu den erforderlichen Schritten, die die Betreiber von Übertragungsnetzen zur Erfüllung ihrer Pflicht nach Absatz 1 zu unternehmen haben, und deren zeitlicher Abfolge; dies schließt Festlegungen zur Ausschreibung und Vergabe von Anbindungsleitungen, zur Vereinbarung von Realisierungsfahrplänen nach Absatz 2 Satz 2, zur Information der Betreiber der anzubindenden Windenergieanlagen auf See und zu einem Umsetzungszeitplan ein, und
3. zum Verfahren zur Zuweisung, Versteigerung, Verlagerung und Entziehung von Anbindungskapazitäten; dies schließt Festlegungen zur Art und Ausgestaltung des Zuweisungsverfahrens nach Absatz 3, zum Zeitpunkt der Durchführung eines Zuweisungsverfahrens, zu den Mindestvoraussetzungen für die Zulassung zu einem Zuweisungsverfahren und für die Zuweisung von Anschlusskapazität sowie zu möglichen Sicherheitsleistungen oder Garantien ein.

Festlegungen nach Satz 1 Nummer 3 erfolgen im Einvernehmen mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie.

(9) § 65 Absatz 2a ist entsprechend anzuwenden, wenn der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber eine Leitung, die nach dem Offshore-Netzentwicklungsplan nach Absatz 1 errichtet werden muss, nicht entsprechend den Vorgaben des Offshore-Netzentwicklungsplans errichtet.“

5. § 17e wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 werden jeweils die Wörter „Offshore-Anlage“ durch die Wörter „Windenergieanlage auf See“ ersetzt, wird die Angabe „16“ durch die Angabe „19“ ersetzt und wird die Angabe „31“ durch die Angabe „48“ ersetzt.

bb) In den Sätzen 1, 2, 4 und 6 werden jeweils die Wörter „Offshore-Anlage“ durch die Wörter „Windenergieanlage auf See“ ersetzt.

b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 werden jeweils die Wörter „Offshore-Anlage“ durch die Wörter „Windenergieanlage auf See“ ersetzt und es werden die Wörter „dem verbindlichen Zeitpunkt der Fertigstellung der Anbindungsleitung gemäß § 17d Absatz 2 Satz 3“ durch die Wörter „dem verbindlichen Fertigstellungstermin nach § 17d Absatz 2 Satz 5“ ersetzt.

bb) In den Sätzen 2, 4, 5 und 6 werden jeweils die Wörter „Offshore-Anlage“ durch die Wörter „Windenergieanlage auf See“ ersetzt.

cc) Folgender Satz wird angefügt:

„Hat der Betreiber einer Windenergieanlage auf See nach § 17d Absatz 6 Satz 1 erst ab einem Zeitpunkt nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin einen Anspruch auf Netzanbindung, so ist dieser Absatz mit der Maßgabe anzuwenden, dass der Zeitpunkt, ab dem ein Anspruch auf Netzanbindung besteht, dem verbindlichen Fertigstellungstermin gleichsteht.“

c) In Absatz 3 werden jeweils die Wörter „Offshore-Anlage“ durch die Wörter „Windenergieanlage auf See“ ersetzt.

d) In Absatz 6 werden die Wörter „Offshore-Anlage“ durch die Wörter „Windenergieanlage auf See“ ersetzt.

6. § 17i wird wie folgt geändert:

a) In Satz 1 wird das Wort „Technologie“ durch das Wort „Energie“ ersetzt und werden die Wörter „für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und dem Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und“ durch die Wörter „der Justiz und für“ ersetzt.

b) in Satz 2 werden die Wörter „Offshore-Anlagen“ durch die Wörter „Windenergieanlagen auf See“ ersetzt.

7. In § 17j Satz 1 wird das Wort „Technologie“ durch das Wort „Energie“ ersetzt und werden jeweils die Wörter „für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und dem Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und“ durch die Wörter „der Justiz und für“ ersetzt.

8. § 43 Satz 1 wird wie folgt geändert:

   a) In Nummer 3 werden die Wörter „Offshore-Anlagen im Sinne des § 3 Nr. 9“ durch die Wörter „Windenergieanlagen auf See im Sinne des § 5 Nummer 35“ ersetzt.

   b) Nach Nummer 4 wird folgende Nummer 5 eingefügt:

   „5. Gleichstrom-Hochspannungsleitungen nach § 2 Absatz 2 des Bundesbedarfsplangesetzes,“

9. § 49 wird wie folgt geändert:

   a) In Absatz 4 Satz 1 wird das Wort „Technologie“ durch das Wort „Energie“ ersetzt und werden die Wörter „und, soweit Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien im Sinne des Erneuerbare-Energien-Gesetzes betroffen sind, im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit,“ gestrichen.

   b) In Absatz 4a Satz 1 und 3 wird das Wort „Technologie“ durch das Wort „Energie“ ersetzt.

10. Nach § 53a wird folgender § 53b eingefügt:

„§ 53b
Verordnungsermächtigung zum Gesamtanlagenregister

Zur Verbesserung der Gewährleistung und Überwachung der Versorgungssicherheit, insbesondere des sicheren Betriebs von Energieversorgungsnetzen, des Monitorings der Versorgungssicherheit und der Vereinfachung der energierechtlichen Meldepflichten wird das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates zu regeln:

1. die Einrichtung eines Verzeichnisses durch die Bundesnetzagentur, in dem Anlagen zur Erzeugung und Speicherung von elektrischer Energie, deren Genehmigungen, steuerbare Verbrauchseinrichtungen von Letztverbrauchern sowie industrielle und gewerbliche Letztverbraucher erfasst werden; dabei

sind auch die Betreiber der Anlagen nach Nummer 1 Satz 1, die Betreiber der Energieversorgungsnetze, die jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen sowie Gaslieferanten, Gasversorgungsnetzbetreiber und Speicheranlagen nebst deren Betreiber zu erfassen (Gesamtanlagenregister),

2. die Ausgestaltung des Gesamtanlagenregisters, wobei insbesondere bestimmt werden kann,
   a) welche Angaben übermittelt werden müssen, insbesondere
      aa) Kontaktdaten der zur Übermittlung der Angaben verpflichteten Personen,
      bb) den Standort der Anlage,
      cc) den genutzten Energieträger,
      dd) die installierte Leistung der Anlage,
      ee) technische Eigenschaften der Anlage,
      ff) Angaben zur Fernsteuerbarkeit der Anlage,
      gg) Angaben zum Energieversorgungsnetz, an das die Anlage angeschlossen ist,
      hh) die Bilanzkreiszugehörigkeit,
   b) die zur Übermittlung der Angaben nach Buchstabe a Verpflichteten, insbesondere die in Nummer 1 zweiter Halbsatz benannten Personen,
   c) die für die Datenübermittlung anzuwendenden Fristen sowie Anforderungen an die Art, die Formate und den Umfang der zu übermittelnden Daten,
   d) der Abgleich mit Daten anderer Register, die auf der Grundlage dieses Gesetzes, der §§ 6 und 75 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, der §§ 47a bis 47j des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen oder hierauf erlassener Rechtsverordnungen oder Festlegungen sowie auf der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des europäischen Parlamentes und des Rates über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes eingerichtet und betrieben werden, sofern die für diese Register und Datensätze jeweils maßgeblichen Bestimmungen einem Abgleich nicht entgegenstehen,
   e) die Wahrnehmung der Aufgaben des Anlagenregisters nach § 6 Absatz 1 Satz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes durch das Gesamtanlagenregister,
3. die Möglichkeit, Angaben der Anlagenbetreiber über genehmigungsbedürftige Anlagen mit Daten der zuständigen Genehmigungsbehörde abzugleichen,

4. Art und Umfang der Weitergabe der Daten an Netzbetreiber sowie Dritte, soweit dies zur Erfüllung der Aufgaben nach diesem Gesetz erforderlich ist, unter Beachtung des Datenschutzes,
5. der Umfang der zu veröffentlichenden Daten unter Beachtung datenschutzrechtlicher Anforderungen, wobei Angaben zur Person der nach Nummer 2 Buchstabe a Verpflichteten einschließlich ihrer Kontaktdaten nicht veröffentlicht werden, sowie das Verhältnis zu anderen gesetzlichen Veröffentlichungspflichten,
6. das Verhältnis zu den Meldepflichten nach anderen Bestimmungen dieses Gesetzes oder nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz,
7. Regelungen zum Schutz personenbezogener Daten im Zusammenhang mit den nach den Nummern 2 bis 4 zu übermittelnden Daten, insbesondere Aufklärungs-, Auskunfts- und Löschungspflichten,
8. die Ermächtigung der Bundesnetzagentur, durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 und unter Beachtung des Datenschutzes weitere zu übermittelnde Daten, einschließlich der hierzu Verpflichteten, sowie Art und Umfang des Zugangs zu Informationen des Gesamtanlagenregisters für bestimmte Personenkreise zu bestimmen."

11. § 63 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) Die Sätze 1 und 2 werden durch folgenden Satz ersetzt:

„Die Bundesregierung berichtet dem Bundestag bis zum 31. Dezember 2014 und dann jährlich über den Netzausbau, den Kraftwerkszubau und Ersatzinvestitionen sowie Energieeffizienz und die sich daraus ergebenden Herausforderungen und legt erforderliche Handlungsempfehlungen vor."

bb) In dem bisherigen Satz 3 wird das Wort „Technologie" durch das Wort „Energie" ersetzt.

b) In den Absätzen 1a, 2, 2a und in Absatz 3 Satz 3 wird jeweils das Wort „Technologie" durch das Wort „Energie" ersetzt.

12. § 91 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 Satz 1 Nummer 4 wird nach den Wörtern „auf Grund der" die Angabe „§§ 12a, 12c, 15a, 17c, 17d, der" eingefügt.

b) Folgender Absatz 10 wird angefügt:

„(10) Für Leistungen der Regulierungsbehörde in Bundeszuständigkeit gilt im Übrigen das Verwaltungskostengesetz in der bis zum 14. August 2013 geltenden Fassung.“

13. In § 117a Satz 1 wird wie folgt geändert:

a) In Nummer 1 wird die Angabe „3“ durch die Angabe „5“ ersetzt,

b) Die Wörter „gemäß § 33a“ werden durch die Wörter „im Sinne des § 5 Nummer 9“ ersetzt.

14. § 118 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 9 wird aufgehoben.

b) In Absatz 12 werden die Wörter „Offshore-Anlagen“ durch die Wörter „Windenergieanlagen auf See“ ersetzt.

c) Folgende Absätze 13 und 14 werden angefügt:

„(13) § 17d Absatz 6 Satz 3 ist nicht auf einen Betreiber von Windenergieanlagen auf See anzuwenden, der bis zum [einsetzen: Datum des ersten Tages des sechsten auf die Verkündung folgenden Kalendermonats] der Regulierungsbehörde den Nachweis über eine bestehende Finanzierung erbringt, der spätestens bis zum Ablauf des [einsetzen: Datum des ersten Tages des 18. auf die Verkündung folgenden Kalendermonats] mit der Errichtung der Windenergieanlage auf See begonnen hat und die technische Betriebsbereitschaft der Windenergieanlagen auf See bis spätestens zum [einsetzen: Datum des ersten Tages des vierten auf die Verkündung folgenden Jahres] hergestellt hat. Für den Nachweis der bestehenden Finanzierung gilt § 17d Absatz 6 Satz 4 entsprechend.

(14) Vor dem 1. Januar 2018 kann die Regulierungsbehörde im Benehmen mit dem Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrografie abweichend von § 17d Absatz 3 Satz 2 unter Berücksichtigung sämtlicher bestehender unbedingter Netzanbindungszusagen höchstens 7,7 Gigawatt Anschlusskapazität zuweisen.“.

15. Es werden ersetzt:

a) in § 13 Absatz 2a Satz 1 die Angabe „8“ durch die Angabe „11“ und in Satz 3 die Angabe „11“ durch die Angabe „14“ und die Angabe „12“ durch die Angabe „15“,

b) in § 17a Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 und 2 sowie Absatz 3 Satz 2, § 17b Absatz 2 Satz 3, in § 17g in der Überschrift sowie in Satz 1 die Wörter „Offshore-Anlagen“ durch die Wörter „Windenergieanlagen auf See“,

c) in § 17f Absatz 2 Satz 4 die Wörter „Offshore-Anlage“ durch die Wörter „Windenergieanlage auf See“,

d) in § 42 Absatz 5 Nummer 1 die Angabe „55“ durch die Angabe „75“.

Artikel 7

Änderung der Stromnetzentgeltverordnung

Die Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 1 und 2 der Verordnung vom 14. August 2013 (BGBl. I S. 3250) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In § 18 Absatz 1 Satz 3 Nummer 1 wird die Angabe „16“ durch die Angabe „19“ ersetzt und werden die Wörter „vergütet oder in den Formen des § 33b Nummer 1 oder Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes direkt vermarktet“ durch das Wort „gefördert“ ersetzt.

2. In § 28 Absatz 2 Nummer 9 wird die Angabe „35 Abs. 2“ durch die Angabe „55 Absatz 3“ ersetzt.

Artikel 8

Änderung der Stromnetzzugangsverordnung

In § 11 der Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 5 der Verordnung vom 14. August 2013 (BGBl. I S. 3250) geändert worden ist, werden die Wörter „vergütet und nicht nach § 33a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes direkt vermarktet“ durch die Wörter „mit einer Einspeisevergütung vergütet“ ersetzt.

Artikel 9

Änderung der Anreizregulierungsverordnung

Die Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 4 der Verordnung vom 14. August 2013 (BGBl. I S. 3250) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In § 11 Absatz 2 wird wie folgt geändert:

   a) In Nummer 8 wird die Angabe „35 Absatz 2“ durch die Angabe „55 Absatz 3“ ersetzt.

   b) In Nummer 15 wird die Angabe „§ 17d Absatz 4“ durch die Angabe „§ 17d Absatz 7“ ersetzt.

2. In § 23 Absatz 1 Satz 2 Nummer 5 werden die Wörter „Offshore-Anlagen“ durch die Wörter „Windenergieanlagen auf See“ ersetzt.

Artikel 10

Änderung der Systemstabilitätsverordnung

In § 3 Nummer 1 der Systemstabilitätsverordnung vom 20. Juli 2012 (BGBl. I S. 1635) wird im ersten Halbsatz die Angabe „3“ durch die Angabe „5“ und wird im zweiten Halbsatz die Angabe „6“ durch die Angabe „9“ ersetzt.

Artikel 11

Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes

Das Bundesbedarfsplangesetz vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543, 2014 I S. 148) wird wie folgt geändert:

1. § 2 Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

   „(2) Die im Bundesbedarfsplan mit „B“ gekennzeichneten Vorhaben können als Pilotprojekte für eine verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen nach § 12b Absatz 1 Satz 3 Nummer 3 Buchstabe a des Energiewirtschaftsgesetzes errichtet und betrieben werden. Um den Einsatz von Erdkabeln bei Pilotprojekten nach Satz 1 zu testen, können diese auf technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten als Erdkabel errichtet und betrieben oder geändert werden, wenn die Anforderungen nach § 2 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 oder Nummer 2 des Energieleitungsausbaugesetzes erfüllt sind. Auf Verlangen der für die Zulassung des Vorhabens zuständigen Behörde sind die Pilotprojekte nach Satz 1 auf technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten als Erdkabel zu errichten und zu betreiben oder zu ändern, wenn die Anforderungen nach § 2 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 oder Nummer 2 des Energieleitungsausbaugesetzes erfüllt sind. Die Sätze 2 und 3 sind nicht

anzuwenden, soweit das Vorhaben in oder unmittelbar neben der Trasse einer bestehenden oder bereits zugelassenen Hoch- oder Höchstspannungsfreileitung errichtet und betrieben oder geändert werden soll. § 43 Satz 1 Nummer 3 und 4 des Energiewirtschaftsgesetzes bleibt unberührt.“

2. Die Anlage wird wie folgt geändert:

   a) In der Tabelle wird jeweils in den Nummern 4 und 30 in der Spalte „Kennzeichnung“ die Angabe „C“ gestrichen.

   b) Unterhalb der Tabelle werden die Wörter „ , C = Pilotprojekt für Erdkabel im Sinne von § 2 Absatz 2 Satz 2“ gestrichen.

Artikel 12

Änderung des Wasserhaushaltsgesetzes

In § 35 des Wasserhaushaltsgesetzes vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585), das zuletzt durch Artikel 4 Absatz 76 des Gesetzes vom 7. August 2013 (BGBl. I S. 3154) geändert worden ist, wird nach Absatz 2 folgender neuer Absatz 2a eingefügt:

„(2a) Eine Nutzung durch Laufwasserkraftanlagen darf nur zugelassen werden, wenn die Anlage

1. im räumlichen Zusammenhang mit einer ganz oder teilweise bereits bestehenden oder einer vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus Wasserkraft neu zu errichtenden Stauanlage oder
2. ohne durchgehende Querverbauung.“

errichtet wird.“

Artikel 13

Änderung der Biomasseverordnung

Die Biomasseverordnung vom 21. Juni 2001 (BGBl. I S. 1234), die zuletzt durch Artikel 5 Absatz 10 des Gesetzes vom 24. Februar 2012 (BGBl. I S. 212) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In § 1 werden die Wörter „für welche Stoffe eine zusätzliche einsatzstoffbezogene Vergütung in Anspruch genommen werden kann, welche energetischen Referenzwerte für die Berechnung dieser Vergütung anzuwenden sind, wie die einsatzstoffbezogene Vergütung zu berechnen ist, “ gestrichen.

2. § 2 Absatz 4 Satz 3 wird aufgehoben.

3. § 2a wird aufgehoben.

4. Die Anlagen 1 bis 3 werden aufgehoben.

Artikel 14

Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes

Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), das zuletzt durch Artikel 4 Absatz 77 des Gesetzes vom 7. August 2013 (BGBl. I S. 3154) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. § 2 Satz 2 wird wie folgt gefasst:

   „KWK-Strom, der nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes finanziell gefördert wird, fällt nicht in den Anwendungsbereich dieses Gesetzes.“

2. In § 4 Absatz 1 Satz 2 wird die Angabe „5“ durch die Angabe „8“ und werden die Wörter „die §§ 6, 8 Absatz 4, die §§ 11 und 12“ durch die Wörter „ die §§ 9, 12 Absatz 4, die §§ 14 und 15“ ersetzt.

3. § 12 wird wie folgt geändert:

   a) Das Wort „Technologie“ wird durch das Wort „Energie“ ersetzt, und die Wörter „gemeinsam mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit“ werden gestrichen.

   b) Folgender Satz wird angefügt: „Im Hinblick auf die die Erreichung der klimapolitischen Ziele der Bundesregierung erfolgt die Zwischenüberprüfung in Abstimmung

mit dem Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit.“

Artikel 15

Änderung des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes

In der Anlage Nummer II.1 Buchstabe c Doppelbuchstabe aa des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes vom 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 68 des Gesetzes vom 22. Dezember 2011 (BGBl. I S. 3044) geändert worden ist, werden die Wörter „Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1634) geändert worden ist, in der jeweils geltenden Fassung“ durch die Wörter „Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074) in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung“ ersetzt.

Artikel 16

Änderung der Systemdienstleistungsverordnung

Die Systemdienstleistungsverordnung vom 3. Juli 2009 (BGBl. I S. 1734), die zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1634) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. § 1 wird wie folgt geändert:
   a) In Nummer 1 wird die Angabe „§ 6 Absatz 5“ durch die Angabe „§ 9 Absatz 6“ ersetzt.
   b) In Nummer 2 werden nach den Wörtern „Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ die Wörter „in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung“ eingefügt.

2. In § 2 Absatz 1 wird die Angabe „§ 29 und § 30“ durch die Angabe „§ 47“ ersetzt.

3. In § 3 wird die Angabe „§ 29 und § 30“ durch die Angabe „§ 47“ ersetzt.

4. In § 4 wird die Angabe „§ 6 Absatz 5“ durch die Angabe „§ 9 Absatz 6“ ersetzt.

5. In § 5 werden nach den Wörtern „Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ die Wörter „in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung“ eingefügt.

6. In § 6 Absatz 3 Satz 1 werden die Wörter „§ 16 Absatz 6 in Verbindung mit § 6 Nummer 2“ durch die Wörter „§ 24 Absatz 2 Nummer 1 in Verbindung mit § 9 Absatz 6“ ersetzt.

7. In § 7 wird die Angabe „§ 19 Absatz 3“ durch die Angabe „§ 30 Absatz 4“ ersetzt.

8. In § 8 Absatz 2 werden nach den Wörtern „Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ die Wörter „in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung“ eingefügt.

Artikel 17

Änderung der Ausgleichsmechanismusverordnung

Die Ausgleichsmechanismusverordnung vom 17. Juli 2009 (BGBl. I S. 2101), die zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In § 2 wird die Angabe „16 bis 33“ durch die Wörter „19 Absatz 1 Nummer 2 bis 30 sowie den §§ 35 bis 53“ ersetzt.

2. § 3 wird wie folgt geändert:

   a) In Absatz 1 wird die Angabe „37“ durch die Angabe „57“ ersetzt.

   b) In Absatz 2 letzter Halbsatz wird die Angabe „§ 43 Absatz 3“ durch die Angabe „§ 63 Absatz 4“ ersetzt.

   c) Absatz 3 wird wie folgt geändert:

      aa) In Nummer 2a wird jeweils die Angabe „35“ durch die Angabe „55“ und wird die Angabe „2“ durch die Angabe „3“ ersetzt und wird die Angabe „3“ durch die Angabe „4“ ersetzt.

      bb) In Nummer 4 wird das Wort „und“ durch ein Komma ersetzt.

      cc) In Nummer 5 wird die Angabe „35“ durch die Angabe „55“ ersetzt, wird die Angabe „4“ durch die Angabe „5“ ersetzt und wird die Angabe „38“ durch die

Angabe „59“ ersetzt sowie wird der Punkt durch das Wort „und“ ersetzt und es wird die folgende Nummer 6 angefügt:

„6. Einnahmen aus Zahlungen nach § 17d Absatz 4 Satz 5 des Energiewirtschaftsgesetzes.“

d) Absatz 4 wird wie folgt geändert:

aa) Die Nummern 1 und 1a werden durch folgende Nummer 1 ersetzt:

„1. finanzielle Förderungen nach den §§ 19, 50, 55 Absatz 1 und 96 bis 98 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes,“.

bb) In Nummer 1b wird die Angabe „35 Absatz 1b“ durch die Angabe „55 Absatz 2“ ersetzt.

cc) Nummer 7 wird gestrichen.

e) In Absatz 6 werden die Wörter „§ 37 Absatz 2 Satz 3“ durch die Wörter „§ 57 Absatz 2 Satz 4“ und wird die Angabe „48“ durch die Angabe „69“ ersetzt.

3. § 7 Absatz 1 wird wie folgt geändert:

a) Am Ende der Nummer 1 wird das Wort „und“ gestrichen.

b) In Nummer 2 werden die Angabe „29“ durch die Angabe „47“ersetzt und wird die Angabe „31“ durch die Angabe „48“ ersetzt, werden die Wörter „30 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und Strom nach §“ gestrichen sowie der Punkt nach dem Wort „aufzuschlüsseln“ durch die Angabe „ , und“ ersetzt.

c) Folgende Nummer 3 wird angefügt:

„3. die Angaben nach § 68 Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe c des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für den jeweils vorangegangenen Kalendermonat.“

4. § 9 wird aufgehoben.

5. In § 11 werden in dem Satzteil vor Nummer 1 die Wörter „Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und dem“ gestrichen und das Wort „Technologie“ durch das Wort „Energie“ ersetzt.

6. § 12 wird aufgehoben.

Artikel 18

Änderung der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung

Die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung vom 23. Juli 2009 (BGBl. I S. 2174), die zuletzt durch Artikel 2 Absatz 70 des Gesetzes vom 22. Dezember 2011 (BGBl. I S. 3044) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. Die Inhaltsübersicht wird wie folgt geändert:

   a) Die Angabe zu Teil 4 wird wie folgt gefasst:

„Teil 4
Zentrales Informationsregister

§ 61 (weggefallen)
§ 62 (weggefallen)
§ 63 (weggefallen)
§ 64 (weggefallen)
§ 65 (weggefallen)
§ 66 Informationsregister
§ 67 Datenabgleich
§ 68 Maßnahmen der zuständigen Behörde
§ 69 (weggefallen)“.

   b) Die Angabe zu § 72 wird wie folgt gefasst:

„§ 72 (weggefallen)“.

2. § 3 Absatz 1 wird wie folgt geändert:

   a) In dem Satzteil vor Nummer 1 werden die Wörter „auf Vergütung nach § 27 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ durch die Wörter „auf finanzielle Förderung nach den Förderbestimmungen für Strom aus Biomasse des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die Anlage jeweils anzuwendenden Fassung“ ersetzt.

   b) Nummer 3 wird wie folgt gefasst:

„3. der Betreiber der Anlage, in der die flüssige Biomasse zur Stromerzeugung eingesetzt wird, die zur Registrierung der Anlage erforderlichen Angaben nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 90 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes übermittelt hat; die Pflicht nach dem ersten Halbsatz ist auch als erfüllt anzusehen, wenn der Anlagenbetreiber die Registrierung der Anlage im Anlagenregister

nach den §§ 61 bis 63 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung beantragt hat.“

3. In § 11 Satz 2 Nummer 2 werden die Wörter „in Verbindung mit den §§ 61 bis 63 durch die Vorlage der Bescheinigung der zuständigen Behörde nach § 64 Absatz 4“ durch die Wörter „durch die Vorlage einer Bestätigung der zuständigen Behörde über die Registrierung der Anlage nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 90 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes; im Fall des § 3 Absatz 1 Nummer 3 letzter Halbsatz reicht abweichend hiervon die Vorlage der Bescheinigung der zuständigen Behörde nach § 64 Absatz 4 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung“ ersetzt.

4. In § 12 werden die Wörter „nach § 27 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ und in § 20 Absatz 2 Satz 1 werden die Wörter „und Boni nach § 27 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ jeweils durch die Wörter „oder finanzielle Förderung nach den Förderbestimmungen für Strom aus Biomasse des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die Anlage jeweils anzuwendenden Fassung“ ersetzt.

5. Teil 4 wird wie folgt gefasst:

„Teil 4
Zentrales Informationsregister

§ 61
(weggefallen)

§ 62
(weggefallen)

§ 63
(weggefallen)

§ 64
(weggefallen)

§ 65
(weggefallen)

§ 66

Informationsregister

Die zuständige Behörde führt ein zentrales Register über alle Zertifizierungssysteme, Zertifizierungsstellen, Zertifikate, Nachweise, Bescheinigungen und Berichte im Zusammenhang mit der Nachweisführung nach dieser Verordnung (Informationsregister).

§ 67

Datenabgleich

(1) Die zuständige Behörde gleicht die Daten im Informationsregister ab

1. mit den Daten im Anlagenregister nach § 6 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder mit den Daten des Gesamtanlagenregisters nach § 51 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes, soweit dieses nach § 6 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes die Aufgaben des Anlagenregisters wahrnimmt, und
2. mit den Daten, die der für Biokraftstoffe zuständigen Stelle nach § 37d Absatz 1 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes vorliegen.

(2) Bei Nachhaltigkeitsnachweisen nach § 23 kann die zuständige Behörde Daten mit der Behörde oder Stelle, die diese Nachweise ausgestellt hat, abgleichen. § 77 Satz 2 bleibt davon unberührt.

§ 68

Maßnahmen der zuständigen Behörde

Die zuständige Behörde muss dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage zur Stromerzeugung angeschlossen ist, Folgendes mitteilen, soweit es sich auf die in dieser Anlage eingesetzte flüssige Biomasse bezieht:

1. Verstöße gegen die Mitteilungspflicht nach § 13,
2. Widersprüche zwischen verschiedenen Daten, die im Rahmen des Datenabgleichs bekannt geworden sind, und
3. sonstige Zweifel an
   a) der Wirksamkeit eines Nachhaltigkeitsnachweises, eines Zertifikates oder einer Bescheinigung oder
   b) der Richtigkeit der darin nachgewiesenen Tatsachen.

§ 69
(weggefallen)“.

6. § 72 wird aufgehoben.

7. § 73 wird wie folgt geändert:

   a) In Absatz 1 werden die Buchstaben b bis d durch folgende Buchstaben b bis e ersetzt:

   „b) das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie,

   c) das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft,

   d) das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit und

   e) die nachgeordneten Behörden dieser Ministerien, insbesondere an die Bundesnetzagentur, das Umweltbundesamt und die für Biokraftstoffe zuständige Stelle nach § 37d Absatz 1 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes,“.

   b) Absatz 1a wird wie folgt gefasst:

   „(1a) Soweit dies zum Abgleich der Daten des Informationsregisters nach § 66 mit dem Anlagenregister nach § 6 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder dem Gesamtanlagenregister nach § 51 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes erforderlich ist, soweit dieses nach § 6 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes die Aufgaben des Anlagenregisters wahrnimmt, darf die zuständige Behörde Informationen an das jeweilige Register übermitteln.“

8. § 74 wird wie folgt geändert:

   a) In Absatz 1 Nummer 9 werden die Wörter „Anlagen- und“ gestrichen.

   b) In Absatz 2 Satz 1 werden die Wörter „Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz“ durch die Wörter „Ernährung und Landwirtschaft“ ersetzt.

   c) In Absatz 2 Satz 2 wird nach dem Wort „Naturschutz“ ein Komma und das Wort „Bau“ eingefügt.

9. In § 16 Absatz 2 Nummer 2 Buchstabe b Doppelbuchstabe bb, in § 77 Satz 1 und in Anlage 5 Nummer 4 Satz 1 wird jeweils nach dem Wort „Naturschutz“ ein Komma und das Wort „Bau“ eingefügt.

10. In § 77 Satz 2 werden die Wörter „Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz“ durch die Wörter „Ernährung und Landwirtschaft“ ersetzt.

11. In Anlage 5 Nummer 4 Satz 1 werden die Wörter „Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz“ durch die Wörter „Ernährung und Landwirtschaft“ ersetzt.

Artikel 19

Änderung der Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung

Die Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung vom 22. Februar 2010 (BGBl. I S. 134), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 19. Februar 2013 (BGBl. I S. 310) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In § 1 Absatz 1 Satz 1 und Absatz 3 wird jeweils die Angabe „16“ durch die Wörter „19 Absatz 1 Nummer 2“ und wird die Angabe „35“ durch die Angabe „55“ ersetzt.

2. In § 2 wird in dem Satzteil vor Nummer 1 die Angabe „4“ durch die Angabe „1“ ersetzt.

3. § 3 Absatz 4 wird wie folgt geändert:

   a) In Satz 3 wird die Angabe „nach § 33b“ wird durch die Wörter „im Sinne des § 5 Nummer 9“ ersetzt.

   b) Satz 4 wird wie folgt geändert:

      aa) Nummer 1 wird wie folgt geändert:

         aaa) In Buchstabe a wird die Angabe „§§ 29 und 30“ durch die Angabe „§ 47“ ersetzt.

         bbb) In Buchstabe b wird die Angabe „31“ durch die Angabe „48“ ersetzt.

      bb) In Nummer 2 wird die Angabe „28“ durch die Angabe „46“ ersetzt.

      cc) In Nummer 3 Buchstabe a und Buchstabe b wird jeweils die Angabe „32“ durch die Angabe „49“ ersetzt.

      dd) In Nummer 4 wird die Angabe „27“ durch die Angabe „42“ ersetzt.

      ee) In Nummer 5 wird die Angabe „23“ durch die Angabe „38“ ersetzt.

      ff) In Nummer 6 wird die Angabe „24 bis 26“ durch die Angabe „39 bis 41“ ersetzt.

4. In § 6 Absatz 3 Satz 1 werden die Wörter „nach Maßgabe einer vollziehbaren Entscheidung der Bundesnetzagentur nach § 61 Absatz 1 Nummer 3 und 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ gestrichen.

5. § 7 wird wie folgt geändert:
   a) In Absatz 1 und Absatz 3 Satz 1 jeweils wird die Angabe „16“ durch die Wörter „19 Absatz 1 Nummer 2“ und die Angabe „35“ durch die Angabe „55“ ersetzt.
   b) In Absatz 6 Satz 1 wird die Angabe „37“ durch die Angabe „57“ ersetzt.

Artikel 20

Änderung der Herkunftsnachweisverordnung

Die Herkunftsnachweisverordnung vom 28. November 2011 (BGBl. I S. 2447), die durch Artikel 4 des Gesetzes vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In § 4 Absatz 1 werden die Wörter „Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie nach Maßgabe des § 64 Absatz 4 Nummer 5 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ durch die Wörter „Wirtschaft und Energie“ ersetzt.

2. In § 5 Satz 1 werden die Wörter „Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit“ durch die Wörter „Wirtschaft und Energie“ und die Angabe „55“ durch die Angabe „75“ ersetzt.

3. § 6 wird wie folgt geändert:
   a) In Absatz 1 wird wie folgt geändert:
      aa) In dem Satzteil vor Nummer 1 werden die Wörter „Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie“ durch die Wörter „Wirtschaft und Energie“ ersetzt.
      bb) In Nummer 2 Buchstabe b wird die Angabe „55“ durch die Angabe „75“ ersetzt.
      cc) In Nummer 5 wird die Angabe „55“ durch die Angabe „75“ ersetzt.
   b) In Absatz 2 wird die Angabe „63a“ durch die Angabe „84“ ersetzt.

Artikel 21

Änderung der Herkunftsnachweis-Durchführungsverordnung

Die Herkunftsnachweis-Durchführungsverordnung vom 15. Oktober 2012 (BGBl. I S. 2147) wird wie folgt geändert:

1. § 2 wird wie folgt geändert:
   a) In Nummer 1 wird die Angabe „3“ durch die Angabe „5“ ersetzt.
   b) In den Nummern 5 und 7 wird jeweils die Angabe „55“ durch die Angabe „75“ ersetzt.

2. § 6 wird wie folgt geändert:
   a) In Absatz 1 Nummer 6 werden die Wörter „Vergütung nach § 16“ durch die Wörter „Förderung nach § 19“ ersetzt, und werden die Wörter „und die Strommenge nicht nach § 33b Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vermarktet“ gestrichen.
   b) In Absatz 3 Satz werden die Wörter „Vergütung nach § 16“ durch die Wörter „Förderung nach § 19“ ersetzt, und werden die Wörter „oder die Strommenge nach § 33b Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vermarktet“ gestrichen.

3. In § 10 Absatz 2 Nummer 2 werden die Wörter „Offshore-Anlagen im Sinne des § 3 Nummer 9“ durch die Wörter „Windenergieanlagen auf See nach § 5 Nummer 35“ ersetzt.

4. In § 11 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe b werden nach den Wörtern „§ 39 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ die Wörter „in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung und § 99 Absatz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ eingefügt.

5. In § 13 Absatz 1 Satz 1und Absatz 2 wird jeweils die Angabe „3“ durch die Angabe „5“ ersetzt.

6. § 22 wird wie folgt geändert:
   a) In Absatz 2 Satz 4 werden die Wörter „der Strom aus der Anlage nicht nach § 33b Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes direkt vermarktet wird und für

den Strom aus der Anlage nicht die Vergütung“ durch die Wörter „für den Strom aus der Anlage keine finanzielle Förderung“ ersetzt.

b) In Absatz 4 wird wie folgt geändert:

dd) In Satz 1 wird das Wort „Vergütung“ durch die Wörter „finanzielle Förderung“ und werden die Wörter „wird oder ob der Strom nach § 33b Nummer 1, 2 oder 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vermarktet wird.“ durch die Wörter „und in welcher Veräußerungsform im Sinne des § 20 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes der Strom veräußert wird.“ ersetzt.

ee) In Satz 2 wird das Wort „Vermarktungsform“ durch das Wort „Veräußerungsform“ ersetzt.

7. In § 27 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 Nummer 3 wird die Angabe „62“ durch die Angabe „82“ ersetzt.

b) In Absatz 2 die Angabe „64e“ durch die Angabe „90“ ersetzt.

8. § 29 wird wie folgt gefasst:

„§ 29

Bußgeldvorschrift

(1) Ordnungswidrig im Sinne des § 82 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe b des Erneuerbare-Energien-Gesetzes handelt, wer vorsätzlich oder fahrlässig

1. entgegen § 6 Absatz 3 Satz 2, Absatz 4 Satz 1 oder Satz 2 einen Herkunftsnachweis beantragt,
2. entgegen § 8 Absatz 3 Satz 4 den dort genannten Strom nicht liefert,
3. entgegen § 16 Absatz 3 oder § 17 Absatz 2 Satz 2 einen Antrag stellt oder
4. entgegen § 17 Absatz 1 Satz 2, Absatz 4, Absatz 5 Satz 2 oder Absatz 6 Satz 3 einen Herkunftsnachweis verwendet.

(2) Ordnungswidrig im Sinne des § 82 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe c des Erneuerbare-Energien-Gesetzes handelt, wer vorsätzlich oder fahrlässig

1. entgegen § 11 Absatz 4 Satz 2 oder § 24 Absatz 1 Satz 5 Daten nicht, nicht richtig, nicht vollständig oder nicht rechtzeitig zur Verfügung stellt,
2. entgegen § 12 Absatz 1 oder § 20 die dort genannten Daten oder eine Änderung nicht, nicht richtig, nicht vollständig oder nicht rechtzeitig übermittelt,
3. entgegen § 14 Absatz 2 Satz 2 eine Bestätigung nicht richtig oder nicht vollständig abgibt,

4. entgegen § 21 Absatz 3 oder § 22 Absatz 4 eine Mitteilung nicht, nicht richtig, nicht vollständig oder nicht rechtzeitig macht,
5. entgegen § 22 Absatz 1, Absatz 2 Satz 1, 2 oder Satz 3 oder Absatz 5 Satz 2 eine dort genannte Angabe nicht, nicht richtig, nicht vollständig, nicht auf die vorgeschriebene Weise oder nicht rechtzeitig übermittelt oder
6. entgegen § 25 Absatz 1 Satz 4 eine dort genannte Bestätigung nicht oder nicht rechtzeitig übermittelt.“

Artikel 22

Änderung der Besondere-Ausgleichsregelung-Gebührenverordnung

Die Besondere-Ausgleichsregelung-Gebührenverordnung vom 5. März 2013 (BGBl. I S. 448) wird wie folgt geändert:

1. In § 1 Absatz 1 Satz 1 wird die Angabe „40 bis 43“ durch die Angabe „60 bis 63“ ersetzt.
2. In Nummer 1 der Anlage wird jeweils die Angabe „41“ durch die Angabe „61“ und die Angabe „42“ durch die Angabe „62“ ersetzt.

Artikel 23

Änderung der Anlageverordnung

In § 2 Absatz 4 Nummer 3 der Anlageverordnung vom 20. Dezember 2001 (BGBl. I S. 3913), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 11. Februar 2011 (BGBl. I S. 250) geändert worden ist, wird die Angabe „3 Nummer 3“ durch die Angabe „5 Nummer 14“ ersetzt.

Artikel 24

Änderung der Pensionsfonds-Kapitalanlagenverordnung

In § 2 Absatz 4 Nummer 3 der Pensionsfonds-Kapitalanlagenverordnung vom 21. Dezember 2001 (BGBl. I S. 4185), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 9. Mai 2011 (BGBl. I S. 794) geändert worden ist, wird die Angabe „3 Nummer 3“ durch die Angabe „5 Nummer 14“ ersetzt.

Artikel 25

Inkrafttreten; Außerkrafttreten

Dieses Gesetz tritt am 1. August 2014 in Kraft. Gleichzeitig treten das Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730) geändert worden ist, und die Managementprämienverordnung vom 2. November 2012 (BGBl. I S. 2278) außer Kraft.

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 nachfolgenden 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 Gesetz 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 entwickeln 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 wird die Besondere Ausgleichsregelung für Schienenbahnen weiterentwickelt und eine ausgewogene Regelung für die Eigenversorgung mit Strom vorgelegt. Im weiteren Verfahren wird außerdem die Besondere Ausgleichsregelung für das stromintensive Unternehmen neu geregelt, um sie auf stromintensive Unternehmen zu konzentrieren, die im internationalen Wettbewerb stehen.

Die zentralen Inhalte des Gesetzes werden unten näher dargestellt (siehe unten IV. 1.).

Soweit in diesem Gesetz von dem EEG 2012 die Rede ist, ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz in seiner am 31. Juli 2014 geltenden Fassung gemeint, und das EEG 2009 meint das Erneuerbare-Energien-Gesetz in seiner am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung.

II. Gesetzgebungskompetenz des Bundes

Die Gesetzgebungskompetenz des Bundes für die Neufassung 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 (§ 65 EEG 2012) vergeben hat. So hat die Bundesregierung zahlreiche wissenschaftliche Vorhaben in Auftrag gegeben, deren Zwischenergebnisse in den 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-enegien.de) veröffentlicht. Dieses Gesetz 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 dieses Gesetz 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 Ziel, Zweck und Grundsätze dieses Gesetzes (§§ 1, 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.

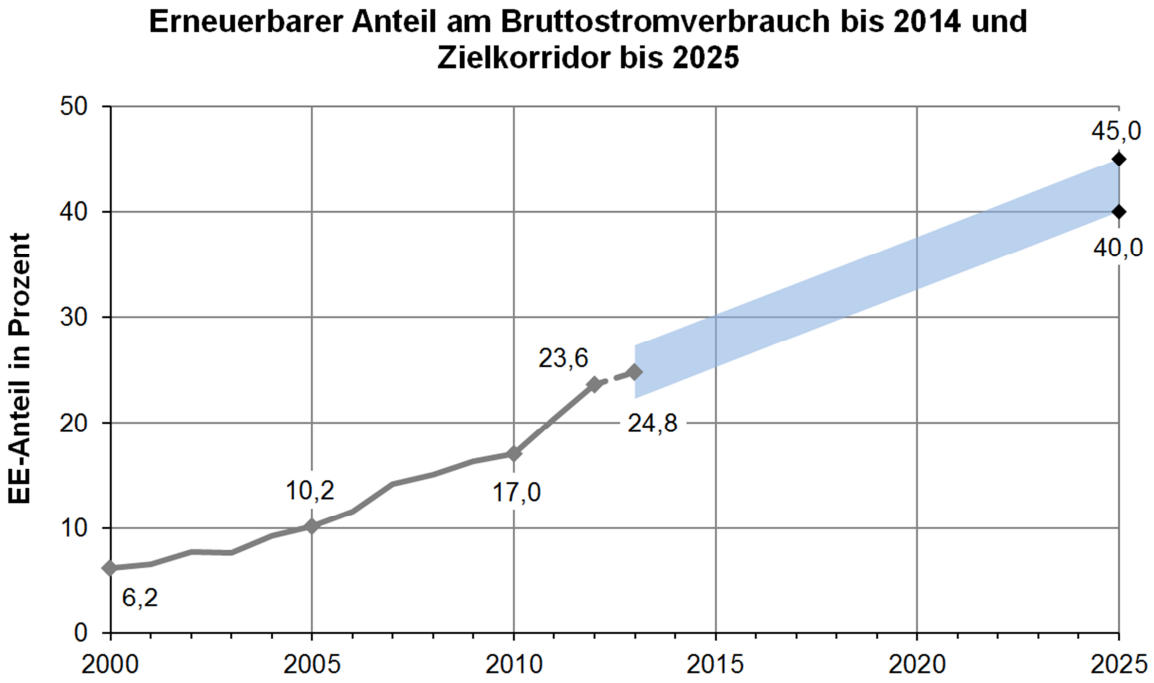
Die verschiedenen Stromerzeugungstechnologien im Bereich der erneuerbaren Energien weisen weiterhin technisch und ökonomisch sehr unterschiedliche Eigenschaften auf. Vor diesem Hintergrund werden die Instrumente zur Steuerung des Ausbaus technologiespezifisch ausgestaltet. Dabei erfolgt grundsätzlich 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 2,5 GW (netto) 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 korridorkonformes 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):



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, indem eine Bagatellgrenze eingeführt und jährlich abgesenkt wird. Danach müssen folgende Anlagen ihren Strom direkt vermarkten:

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

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 dieser Einspeisevergütung auf 80 Prozent des Wertes, den die Anlagenbetreiber 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 werden, 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 Freiflächenanlagen 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. Diese Umstellung erfolgt durch ein neues Gesetzgebungsverfahren. Vorab wird die Bundesregierung dem Bundestag über die Erfahrungen mit Ausschreibungen berichten; hierzu ist eine gesetzliche Berichtspflicht vorgesehen. Eine Übergangsbestimmung stellt sicher, dass bereits initiierte Projekte von der Umstellung nicht betroffen werden.

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 im Stauchungsmodell die Vergütung 2018 einmalig um 1 Cent/kWh abgesenkt, um die Förderkosten zu begrenzen und Effizienzanreize zu setzen. Die Vergütungshöhe liegt somit für 2018 und 2019 bei 18,4 Cent/kWh. 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 mit einer Absenkung in 2018 in Höhe von 0,5 Cent/kWh geringer aus als im Stauchungsmodell. Damit liegt die Vergütung 2018 bei 14,9 Cent/kWh. Wie im Stauchungsmodell wird auch im Basismodell die Degression im Jahr 2019 zunächst ausgesetzt und dann 2020 nachgeholt; ab 2021 wird die Vergütung jährlich um 0,5 Cent/kWh abgesenkt. 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 kom-

pensieren 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 vorgenommen Änderungen dienen im Wesentlichen der Vereinfachung der Förderung.

e) Angemessene Kostenverteilung

aa) Besondere Ausgleichsregelung

Die Besondere Ausgleichsregelung wird für die Schienenbahnen neu geregelt. Außerdem wird sie für stromintensive Unternehmen neu gefasst; diese Neufassung wird im weiteren Verlauf des Verfahrens nachgetragen. Dabei soll die Neuregelung einerseits die Wettbewerbsfähigkeit der stromintensiven Industrie weiterhin gewährleisten, so dass Arbeitsplätze und Produktion in den stromintensiven Industrien erhalten werden und industrielle Wertschöpfungsketten erhalten bleiben. Andererseits sollen die Regelungen bewirken, 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 am 9. April 2014 beschlossen werden und 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 Ausbaukosten der erneuerbaren Energien aufgrund der Sach- und Verantwortungsnähe angemessen auf alle energiewirtschaftlichen Akteure verteilt werden. Hierdurch wird zugleich 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, der 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, 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 Gesetz zugleich die verschiedenen Registrierungspflichten für die Anlagenbetreiber gebündelt und in das neue allgemeine Anlagenregister zusammengeführt. Diese Bündelung dient zugleich der Rechtsvereinfachung und dem Bürokratieabbau.

In einem zweiten Schritt soll dieses Anlagenregister in ein Gesamtanlagenregister für alle energiewirtschaftlichen Akteure überführt werden. Mit diesem Gesetz wird hierfür bereits die entsprechende Rechtsgrundlage geschaffen (§ 53b EnWG).

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 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 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 durch den Ausbaukorridor nach § 3 EEG 2014 und die vorstehend beschriebenen Einzelmaßnahmen umgesetzt (siehe oben IV.1.). 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 EEG-umlagepflichtige Strommenge umgelegt. Dieser Quotient, die EEG-Umlage, wird wesentlich auch davon bestimmt, wie sich der umlagepflichtige 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 in stärkerem Maße in die Umlagefinanzierung 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 CO_2-Zertifikate ab.

Vor dem Hintergrund der zahlreichen Einflussfaktoren und den damit verbundenen erheblichen Prognoseunsicherheiten hinsichtlich dieser Einflussfaktoren sind konkrete Abschätzungen zur künftigen Entwicklung der EEG-Umlage selbst auf kurze Zeit mit starken Unsicherheiten behaftet. Die hohe Unsicherheit zeigt sich z.B. darin, dass die Übertragungsnetzbetreiber bei ihrer Abschätzung der Umlage für das jeweilige Folgejahr eine Bandbreite von rund 1 Cent/kWh angeben. Entsprechend ist die Unsicherheit bei einem mittelfristigen Prognosezeitraum (z.B. bis zum Jahr 2020) noch deutlich höher.

Grund hierfür ist neben der Unsicherheit über die Entwicklung des Börsenpreises und des umlagepflichtigen Letztverbrauchs ferner die tatsächliche Einspeisemenge von Strom aus erneuerbaren Energien. Die tatsächliche Strommenge aus erneuerbaren Energien hängt neben der Zubauentwicklung unter anderem vom Wetter ab, so dass es z.B. infolge eines besonders sonnenreichen Jahres zu spürbaren Abweichungen der EEG-Umlage nach oben kommen kann. Dies ist insbesondere durch die relativ hohen Vergütungssätze für Photovoltaik-Bestandsanlagen bedingt.

Vor dem Hintergrund der erheblichen Unsicherheiten wird im Folgenden zur Ermittlung der Kostenwirkungen eine Differenzbetrachtung vorgenommen, bei der die wesentlichen Auswirkungen dieser Gesetzesnovelle auf die EEG-Differenzkosten sowie die EEG-Umlage im Jahr 2020 im Vergleich zu einem „Business-as-usual-Fall“ auf Grundlage des EEG 2012 dargestellt werden. Dabei wird, in Anlehnung an die Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbe-

treiber, von einem Börsenstrompreis von 4,0 Cent/kWh (nominal) sowie einem umlagepflichtigen Letztverbrauch von 355 TWh im Jahr 2020 ausgegangen.

Die größten Kosteneinsparungen durch die vorliegende Gesetzesnovelle ergeben sich im Bereich der Biomasse. Bei der Biomasse können insbesondere durch die Absenkung der Fördersätze sowie Beschränkungen im Hinblick auf die Erweiterung von Bestandsanlagen Kosten in Höhe von rund 1 Mrd. EUR im Jahr 2020 eingespart werden. Dies trägt zu einer Reduktion der EEG-Umlage in 2020 in Höhe von etwa 0,32 Cent/kWh bei.

Bei der Windenergie an Land können durch die Absenkung der Fördersätze im Jahr 2020 rund 40 Mio. EUR eingespart werden, was zu einer Reduktion der EEG-Umlage in 2020 um 0,02 Cent/kWh beiträgt.

Bei der Windenergie auf See führt die Verlängerung des Stauchungsmodells zu Mehrkosten von rund 900 Mio. EUR in 2020. Dies ist gleichbedeutend mit einer Erhöhung der EEG-Umlage in 2020 um 0,24 Cent/kWh. Dabei wird unterstellt, dass durch die Verlängerung des Stauchungsmodells im Jahr 2020 die angestrebte Kapazität von 6,5 GW bei der Windenergie auf See erreicht wird, während bei einem Fortbestand der Regelungen des EEG 2012 lediglich eine installierte Leistung bei der Windenergie auf See in Höhe von 5 GW im Jahr 2020 erreicht worden wäre. Dies hätte eine Verfehlung der diesbezüglichen Ausbauziele mit entsprechenden Einschränkungen für die weitere Entwicklung dieser Erzeugungstechnologie bedeutet.

Neben den vorstehend aufgeführten Effekten, die mit unmittelbaren Kostenwirkungen verbunden sind und sich entsprechend auf die EEG-Umlage auswirken, werden mit dieser Gesetzesnovelle weitere Änderungen vorgenommen, die insbesondere die Verteilung der EEG-Differenzkosten betreffen und somit ebenfalls Auswirkungen auf die Höhe der EEG-Umlage haben.

Durch die zukünftige Einbeziehung von privat oder gewerblich genutzten Neuanlagen zur Eigenstromerzeugung in die Umlagenfinanzierung wird der Flucht in den Eigenverbrauch begegnet und auf diese Weise die Finanzierungsbasis des EEG gesichert, indem eine Erosion des umlagepflichtigen Letztverbrauchs verhindert wird. Die diesbezüglichen Neuregelungen dieser Gesetzesnovelle tragen zu einer Reduktion der EEG-Umlage in 2020 in Höhe von etwa 0,3 Cent/kWh bei.

Weiteren Einfluss auf die Höhe der EEG-Umlage hat die Besondere Ausgleichsregelung. Da die entsprechenden Regelungen für das produzierende Gewerbe erst im weiteren Verfahren nachgetragen werden, kann derzeit weder der konkrete Einfluss der Besonderen Ausgleichsregelung auf die Höhe der EEG-Umlage noch die genaue Entwicklung der EEG-Umlage prognostiziert werden.

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) Strompreise

Bei einer Analyse der Auswirkungen dieser Gesetzesnovelle auf die Höhe der Strompreise ist zunächst zu berücksichtigen, dass es nicht den einheitlichen Strompreis gibt. Es ist insbesondere zwischen Haushalts- und Industriestrompreisen zu unterscheiden. Ferner hängen Industriestrompreise in hohem Maße von der abgenommenen Strommenge ab. Dabei gibt es im Hinblick auf Großverbraucher kaum offizielle Daten, da die diesbezüglichen Stromlieferverträge in der Regel geheim sind.

Neben diesen Aspekten wird eine Analyse der Auswirkungen dieser Gesetzesnovelle auf die Entwicklung der Strompreise durch weitere Umstände erschwert, weshalb die genauen Auswirkungen auf die Strompreise generell schwer zu quantifizieren sind. Gemäß den Darstellungen unter a) wirkt allein auf die Höhe der EEG-Umlage im Endeffekt eine Vielzahl von Einflussfaktoren. Diese ergeben sich jedoch nur teilweise aus dem EEG selbst, wie z.B. die Höhe der Fördersätze für EEG-geförderte Erzeugungsanlagen. In einem erheblichen Maße

wird die Höhe der EEG-Umlage auch durch exogene Entwicklungen beeinflusst, die nicht in direktem Zusammenhang mit dem EEG stehen. Beispielsweise hängt der Börsenstrompreis, der wesentlich für die Höhe der Vermarktungserlöse des EEG-Stroms ist, unter anderem von den Preisentwicklungen für fossile Energieträger und den Preisen für CO2-Zertifikate ab. Diesbezügliche Prognosen sind in hohem Maße mit Unsicherheiten behaftet und weisen entsprechend große Bandbreiten auf.

Im Hinblick auf den Einfluss des Börsenstrompreises für die EEG-Umlage ist ferner zu berücksichtigen, dass die vermehrte Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien einen preisreduzierenden Effekt an der Strombörse hat. Durch diesen Effekt steigt zwar die EEG-Umlage; gleichzeitig reduziert dieser Effekt aber die Strombezugskosten an der Strombörse.

Bei einer Gesamteinordnung ist darüber hinaus zu berücksichtigen, dass die EEG-Umlage lediglich ein Bestandteil des gesamten Strompreises ist und dementsprechend neben der EEG-Umlage diverse weitere Faktoren die Höhe der Strompreise bestimmen. Beispielsweise beträgt der durchschnittliche Strompreis eines Drei-Personen-Haushaltes mit einem Jahresverbrauch von 3 500 kWh derzeit etwa 29 Cent/kWh. Damit entfällt im Jahr 2014, in dem die EEG-Umlage 6,24 Cent/kWh beträgt, ungefähr ein Fünftel dieses durchschnittlichen Haushaltsstrompreises auf die EEG-Umlage.

Neben der EEG-Umlage und den Kosten für Erzeugung, Transport und Vertrieb, die den größten Teil des Strompreises bilden, setzt sich der Strompreis aus diversen weiteren Bestandteilen zusammen. Hierzu gehören die Konzessionsabgabe an die Gemeinden für die Nutzung des öffentlichen Raums für die Stromleitungen, der KWK-Aufschlag zur Förderung von Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung, die sogenannte „§ 19-Umlage“ für die Netzentgelt-Privilegierung nach der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), die Offshore-Haftungsumlage, die Umlage für abschaltbare Lasten sowie die Mehrwert- und Stromsteuer.

Insofern wird die Höhe der Strompreise nicht nur die Entwicklung der EEG-Umlage bestimmt, sondern hängt auch in hohem Maße von der Entwicklung der weiteren Elemente des Strompreises ab. Für die Verbraucherpreise ist weiterhin relevant, inwieweit Änderungen bei der EEG-Umlage durch die Stromvertriebe an die Endverbraucher weitergegeben werden. Im Ergebnis ist damit eine Prognose der Strompreise mit noch größeren Unsicherheiten behaftet als eine Prognose der zukünftigen Entwicklung der EEG-Umlage.

d) 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 zurückzuführen, 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 CO_2-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. Negative Auswirkungen auf die Biodiversität werden damit in der Zukunft stark eingeschränkt.

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 das Gesetz als vereinbar mit der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie.
Das Gesetz 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 Eigenversorgung 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 Gesetzes 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.

5. Erfüllungsaufwand

Die nachfolgenden Tabellen stellen die Maßnahmen des Gesetzes 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 oder verringerte Erfüllungsaufwand aufgeführt.

Tabelle 1: Neuer Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

	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 bestehen-den Informationspflicht)	Anlagenbetreiber	rd. 1 000 pro Jahr	Mehrbelastung: 1 435 Euro Voraussichtlicher Zeitaufwand: 3 Minuten je Datenübermittlung im niedrigen Schwierigkeitsgrad (28,70 Euro / Stunde) nach Lohnkostentabelle Wirtschaft Kategorie D: Energieversorgung
3	§ 33 Nr. 2, § 34 EEG 2014	Fernsteuerbarkeit von Anlagen als Anspruchsvoraussetzung der Marktprämie	Anlagenbetreiber	rd. 500 Windenergieanlagen rd. 4 000 Photovoltaikanlagen rd. 1 000 Biomasseanlagen Die Zahl der Nachrüstungen ist geringer, als die Zahl der verpflichtend fernsteuer-	Mehrbelastung: 13 163 050 Euro Einmalige Kosten der Nachrüstung von Windenergieanlagen durchschnittlich ca. 950 Euro, von Photovoltaikanlagen durchschnittlich ca. 2 500 Euro, Biomasseanlagen durch-

				baren Anlagen, da viele Anlagen bereits aufgrund der erhöhten Managementprämie für fernsteuerbare Anlagen nach § 2 Abs. 2 MaPrV nachgerüstet wurden	schnittlich ca. 2 000 Euro Zusätzlich Zeitaufwand von durchschnittlich je 3 Stunden für 5 500 Fälle im mittleren Schwierigkeitsgrad (41,70 Euro / Stunde) nach Lohnkostentabelle Wirtschaft Kategorie D: Energieversorgung
4	§ 36, § 21 Abs. 1 S. 2, Abs. 2 Nr. 1 EEG 2014	Mitteilung Inanspruchnahme Einspeisevergütung in Ausnahmefällen	Anlagenbetreiber	rd. 50 pro Jahr	Mehrbelastung: rd. 120 Euro Voraussichtlicher Zeitaufwand: 5 Minuten je Datenübermittlung im niedrigen Schwierigkeitsgrad (28,70 Euro / Stunde) nach Lohnkostentabelle Wirtschaft Kategorie D: Energieversorgung
5	§ 51 Abs. 1 EEG 2014	Flexibilitätszuschlag	Anlagenbetreiber / Netzbetreiber	rd. 50 pro Jahr	Die erforderlichen Angaben zur Inanspruchnahme des Flexibilitätszuschlags (installierte Leistung der Anlage, Inanspruchnahme einer finanziellen Förderung nach § 19 iVm 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		45 000 neue Eigenversorgungsanlagen im Jahr	Mehrbelastung rd. 2 Mio. Euro 2015 werden Eigenversorger teilw. mit der EEG-Umlage belastet. Dies führt zu einer Mehrbelastung von 40 – 50 Mio. Euro, die allerdings zu einer Minderbelastung bei den übrigen Unternehmen und Haushaltskunden führt. Die insgesamt zu zahlende EEG-Umlage verändert sich nicht. Neu hinzu kommt die Übermittlung der Daten und die Berechnung des Eigenverbrauchs; hierfür werden je Fall 1,5 Stunden im einfachen Schwierigkeitsgrad (28,70 Euro) ver-

					anschlagt
7	§ 57 Abs. 7 EEG 2014	Abfrage Daten über Eigenversor-gung	Übertragungs-netzbetreiber	4 Abfragen (bei Einzelabfragen durch jeden ÜNB)	Mehrbelastung rd. 1 300 Euro rd. 8 Stunden Arbeit bei mittlerem Schwierigkeitsgrad (41,70 Euro / Stunde)
8	§ 70 Satz 2 EEG 2014	Bilanzkreis-scharfe Mitteilung von Energiemengen	Elektrizitäts-versorgungs-unternehmen	rd. 900 pro Jahr	Mehrbelastung rd. 95 000 Euro 2,5 Stunden bei mittlerem Schwierigkeitsgrad (41,79 Euro / Stunden)
9	§ 68 Abs. 1 Nr. 1, c EEG 2014	Datenübermittlungspflichten gegenüber Übertragungs-netzbetreiber	Netzbetreiber	rd. 50 pro Jahr	Mehrbelastung: rd. 120 Euro Voraussichtlicher Zeitaufwand: 5 Minuten je Datenübermittlung im niedrigen Schwierigkeitsgrad (28,70 Euro / Stunde) nach Lohnkostentabelle Wirtschaft Kategorie D: Energieversorgung
10	§ 52 iVm Anlage 3 zum EEG 2014	Nachweispflicht zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie	Anlagenbetreiber von bestehenden Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas	rd. 1 200	Keine Veränderungen gegenüber den Nachweispflichten für die Flexibilitätsprämie nach EEG 2012.
11	§ 70 Satz 4 EEG 2014	Einführung vollständig automatisierter elektronischer Datenübermittlung ab 1.1.2016	Übertragungs-netzbetreiber		Einmaliger Aufwand bei der Einführung für die Erstellung des Datenportals rund 250 000 Euro Sachkosten

Tabelle 2: Weggefallener Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

	Regelung	**Vorgabe**	**Normadressat**	**Zu erwartende Fälle**	**Erfüllungsaufwand (Veränderung)**
1	§ 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	rd. 20 pro Jahr	weggefallene einmalige Kosten einer technisch gasdichten Gärrestlagerabdeckung pro Anlage: 7 500 Euro; weggefallene einmalige Kosten einer größeren Anlagenausführung zur Ermöglichung einer 150-tägigen hydraulischen Verweilzeit pro Anlage: 10 000 Euro.
2	§ 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	rd. 5 pro Jahr	Entlastung pro Jahr: rd. 50 000 Euro weggefallene einmalige Kosten einer größeren Anlagenausführung zur Ermöglichung einer 150-tägigen hydraulischen Verweilzeit

					pro Anlage: 10 000 Euro.
3	§ 27 Abs. 4 EEG 2012	Wegfall der Vergütungsvoraussetzungen (Wärmenutzungspflicht oder alternativ Güllenutzungspflicht)	Anlagenbetreiber von Biomasseanlagen; Ausnahme von Biomethan-Anlagen	rd. 150 pro Jahr Hierbei wird ein jährlicher Zubau zugrunde gelegt von - 100 Holzvergaseranlagen zu je 100 kW installierter Leistung und - 50 Biogasanlagen zu je 1 MW installierter Leistung sowie in den bereits nach EEG 2012 nicht wärmenutzungspflichtigen Anlagenklassen: - 5 Biogasanlagen nach § 43 zu je 500 kW installierter Leistung und - 200 Biogasanlagen nach § 44 sowie in den weiterhin wärmenutzungspflichtigen Anlagenklassen - 10 Biomethan-Anlagen zu je 250 kW installierter Leistung.	Entlastung pro Jahr rd. 226 000 Euro weggefallener voraussichtlicher Zeitaufwand von 15 Minuten je Datenübermittlung im niedrigen Schwierigkeitsgrad (28,70 Euro / Stunde) nach Lohnkostentabelle Wirtschaft Kategorie D: Energieversorgung; weggefallene jährliche Kosten eines Gutachtens eines Umweltgutachters mit Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien oder für den Bereich Wärmeversorgung: rd. 1 500 Euro
4	§ 28 Abs. 2 EEG 2012	Wegfall des Petrothermal-Bonus	Netzbetreiber	Aufgrund der geringen Inanspruchnahme dieses Bonus kein messbarer Erfüllungsaufwand.	
5	§ 30 EEG 2012	Wegfall des Repowering-Bonus	Netzbetreiber	derzeit rd. 100 Fälle	Kosten pro Jahr: rd. 2 100 Euro keine Kostenschätzung und keine Bestandsmessung, weil bisher nicht erfasste Handlungspflicht. Zeitaufwand 30 Minuten. Lohnansatz 41,79 Euro
6	§ 33d Abs. 2 – 4; § 33f EEG 2012	Reduzierung der Fallzahl der Mitteilung von Wechseln zwischen den verschiedenen Veräußerungsformen wegen verpflichtender Direktvermarktung und Streichung Grünstromprivileg	Netzbetreiber; Anlagenbetreiber	11 350	Aus Bestandsmessung: Kosten pro Jahr: 40 000 Euro Gesamtzeit in Min. pro Fall: 5
7	§ 33g Abs. 1 S. 2 Hs. 2 EEG 2012	Streichung der Pflicht zur monatlichen Meldung der tatsächlich eingespeisten Strommenge	Anlagenbetreiber	pro Monat Meldungen von rd. 15 000 Windenergieanlagen, 150 Photovoltaikanlagen, 1 000 Biomasse- und sonstige EE-	463 505 Euro pro Jahr Voraussichtlicher Zeitaufwand: 5 Minuten je Datenübermittlung im niedrigen Schwierigkeitsgrad (28,70 Euro / Stunde) nach Lohnkostentabelle Wirtschaft

				Anlagen	Kategorie D: Energieversorgung
8	Wegfall Managementprämie	Einpreisung der Managementprämie	Netzbetreiber	Aufkommensneutral. Wegfall des Aufwandes für Neuanlagen in der Marktprämie wird voraussichtlich aufkommensmäßig ausgeglichen durch hinzukommenden Aufwand für Anlagen in der Einspeisevergütung (hier künftig Abzug der Managementprämie)	
9	§ 39 EEG 2012	Streichung des Grünstromprivilegs, infolge dessen Wegfall Übermittlungs- und Nachweispflichte	Elektrizitätsversorgungsunternehmen	20	Aus Bestandsmessung: Kosten pro Jahr in Tsd.: 0 Gesamtzeit in Min. pro Fall: 9
10	§§ 48 Abs. 1, 52 Abs. 3 EEG 2012	Keine Veröffentlichungspflicht für Daten, die bereits im Anlagenregister veröffentlicht werden	Übertragungsnetzbetreiber	4	Aus Bestandsmessung: Kosten pro Jahr in Tsd: kleiner als 500. Gesamtzeit in Min. pro Fall: 5 Durchschnittlicher Lohnsatz in Euro: 45,80.
11	§ 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
12	§ 68 Abs. 1 BioSt-NachV	Einholung Stellungnahme der zuständigen Behörde	Clearingstelle EEG	-	

Tabelle 3: Neuer Erfüllungsaufwand für die Verwaltung

	Regelung	**Vorgabe**	**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 – 3 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 Ergebnis Ausschreibung			
4	§ 53 Abs. 4 S. 1 EEG 2014	Mitteilung der Zuordnung einer Förderberechtigung gegenüber Netzbetreibern			
5	§ 58 Abs. 5 EEG 2014	Datenübermittlungspflicht gegenüber ÜNB	BAFA	4 Abfragen (bei Einzelabfragen durch jeden ÜNB)	Mehrbelastung rd. 1 300 Euro Rund 8 Stunden Arbeit bei mittlerem Schwierigkeitsgrad (41,70 Eu-

					ro / Stunde)
6	§ 60	[wird nachgetragen]	BAFA		Wird nachgetragen
7	§ 64 EEG 2014	Rücknahme- und Kontrollrechte	BAFA	Der erhebliche Mehraufwand wird mit dem vorhandenen Personal in der antragsfreien Zeit bewältigt, so dass hierfür kein zusätzlicher Personalaufwand entsteht. Die sachlichen Zusatzkosten werden aus dem allgemeinen Reisekostentitel gedeckt.	
8	§ 17d Abs. 4 iVm Abs. 8 Nr. 3 EnWG	Kapazitätszuweisung im Wege des Versteigerungsverfahrens	BNetzA	5 bis 10	Personalkosten pro Verfahren: ca. 16 000 Euro Sachkosten pro Verfahren: ca. 2 000 bis 4 000 Euro Kosten insgesamt pro Verfahren: ca. 18 000 bis 20 000 Euro (Mehraufwand pro Verfahren gegenüber bisher vorgesehenem Zuweisungsverfahren: rd. 4 000 – 6 000 Euro)

Tabelle 4: Verringerter Erfüllungsaufwand für die Verwaltung

	Regelung	**Vorgabe**	**Normadressat**	**Zu erwartende Fälle**	**Erfüllungsaufwand (Veränderung)**
1	§§ 61-65 BioSt-NachV	Wegfall des Anlagenregister für Anlagen, die flüssige Biomasse einsetzen	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE)	1	Der Erfüllungsaufwand verringert sich für die BLE und verlagert sich zu den Kosten des Anlagenregisters nach § 6 EEG 2014

Ergänzend wird zum Erfüllungsaufwand durch die Änderung des Bundesbedarfsplangesetz auf Folgendes hingewiesen: Durch die Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes wird die Möglichkeit zur teilweisen Erdverkabelung von Leitungen in Hochspannungs-Gleichstromübertragungstechnologie (HGÜ) erweitert. Dadurch entstehen Mehrkosten der Übertragungsnetzbetreiber, die über die Netzentgelte auf die Verbraucher umgelegt werden können. In welchem Umfang sich dadurch die Netzentgelte erhöhen, lässt sich vorab nicht ermitteln. Die Mehrkosten für eine Erdverkabelung von HGÜ-Leitungen hängen sehr stark von den jeweiligen Gegebenheiten ab (z.B. der Bodenbeschaffenheit). Der Mehrkostenfaktor liegt schätzungsweise bei Faktor zwei bis drei gegenüber einer Ausführung einer vergleichbaren HGÜ-Leitung als Freileitung. Die Frage der Wirtschaftlichkeit kann nur im Einzelfall entschieden werden.

Die abschnittsweise Erdverkabelung kann die Akzeptanz des Leitungsausbauvorhabens vor Ort erhöhen und auf diese Weise die Realisierung des Vorhabens beschleunigen. Dies kann

einen Kosten senkenden Effekt für Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber zur Systemstabilisierung zur Folge haben und dadurch die Netzentgelte entlasten.

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 Beihilfevorschriften 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 das Gesetz vereinbar.

2. Vereinbarkeit mit nationalem Verfassungsrecht

Das EEG 2014 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; auch die Direktvermarktung bleibt für die Bestandsanlagen weiterhin optional. Hierfür 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 (§ 96 Absatz 3 EEG 2014). Am 22. Januar 2014 hat die Bundesregierung die Eckpunkte, die zu diesem Gesetz geführt haben, auf ihrer Kabinettklausur in Schloss Meseberg beschlossen und veröffentlicht. Hierbei hat die Bundesregierung insbesondere die zu erwartenden Förderkürzungen sowie die künftige Verpflichtung der Anlagenbetreiber, ihren Strom direkt 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) Einbeziehung der Eigenversorgung in die EEG-Umlage

Das Gesetz 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 gleichge-

stellt. 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 erstmals zu diesem Zweck betrieben werden; diese Übergangsfrist entspricht der allgemeinen Übergangsfrist des § 96 Absatz 3 EEG 2014, so dass hier ein Gleichlauf besteht (siehe oben a),
- 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 grundsätzlich in vollem Umfang von den Eigenversorgern zu tragen sein. 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 50 Prozent. Für Unternehmen des produzierenden Gewerbes ist eine Reduzierung um 85 Prozent vorgesehen.

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 Eigenversorgung 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 Gesetz geregelte stärkere Beteiligung der Eigenversorgung an der Finanzierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien verfolgt den Zweck, die Ausbaukosten unter energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten angemessen auf die Akteure zu verteilen, die am Energieversorgungssystem beteiligt sind. Dies ist im bestehenden System nicht mehr hinreichend gewährleistet: Insbesondere durch die in den letzten Jahren stark angestiegene EEG-Umlage sind die Anreize zur Eigenversorgung gewachsen. Dies stellt das Energiever-

sorgungssystem vor Probleme. Stromverbraucher sind Teil des Energieversorgungssystems und spielen für dessen Weiterentwicklung eine wichtige Rolle. Insoweit besteht eine Sach- und Verantwortungsnähe der Stromverbraucher zum Energieversorgungssystem, die nicht dadurch endet, dass sie in die Rolle des Erzeugers schlüpfen und den von ihnen verbrauchten Strom ganz oder teilweise selbst erzeugen. In aller Regel nutzen Eigenversorger weiterhin das Netz der allgemeinen Versorgung, um überschüssigen Strom einzuspeisen oder um im Bedarfsfall Strom aus diesem zu beziehen. Die Herausforderungen, vor denen das Gesamtsystem im Zuge der Energiewende steht, sind mit einem weiteren starken Anstieg der Eigenversorgung 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 kann. Somit besteht aus energiewirtschaftlicher Sicht die Notwendigkeit, die mit der Befreiung der Eigenversorgung von der EEG-Umlage einhergehenden falschen Anreize zurückzufahren. Mit dem Anstieg des Eigenverbrauchs in den letzten Jahren einher geht zudem eine stärkere Belastung der übrigen Stromverbraucher mit den Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien, denn Die Kosten werden auf immer weniger Schultern verteilt. Dies gefährdet die Akzeptanz der Energiewende. Hinzu kommen aus wirtschaftspolitischer Sicht nicht gewünschte Wettbewerbsverzerrungen im gewerblichen und industriellen Bereich.

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 (§ 58 Absatz 2 Satz 1 Nummer 4 und 5 EEG 2014), 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 Personenkreise 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. Im Ergebnis ist es daher sachgerecht, die Eigenversorgung aus erneuerbaren Energien grundsätzlich einzubeziehen, dabei aber – wie in diesem Gesetz vorgesehen – den Beitrag zum Klima- und Umweltschutz durch eine Absenkung der EEG-Umlage besonders zu berücksichtigen.

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

Die für bestimmte Konstellationen der Eigenversorgung geregelten Reduzierungen der EEG-Umlage sind mit dem Gleichbehandlungsgebot nach Artikel 3 Absatz 1 GG vereinbar. Es liegen insoweit sachliche Gründe vor, welche die Ungleichbehandlung der verschiedenen

Konstellationen rechtfertigen: Grundsätzlich wird die Eigenversorgung, die nicht unter die genannten Ausnahmetatbestände fällt, mit der vollen EEG-Umlage belastet. Die EEG-Umlage verringert sich um 50 Prozent bei Eigenversorgungsanlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen oder die hocheffiziente KWK-Anlage mit einem Nutzungsgrad von mindestens 70 Prozent sind. Der hiermit gegenüber sonstigen Eigenversorgern verbundene Vorteil wird gewährt, da diese Anlagen stärker als sonstige Anlagen zu den klima- und umweltpolitischen Zielen des Gesetzes beitragen. Da sich die Belastung des Eigenverbrauchs mit der EEG-Umlage nur auf neue Anlagen bezieht, können Betroffene im Übrigen selbst entscheiden, ob sie zur Eigenversorgung Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien oder hocheffizienten KWK-Anlagen nutzen. Sie haben es damit selbst in der Hand, in den Genuss der Begünstigung zu kommen.

Wird die Eigenversorgungsanlage von einem Unternehmen des produzierenden Gewerbes betrieben, reduziert sich die EEG-Umlage um 85 Prozent. Die Wirtschaftlichkeit der Eigenversorgung in diesen Branchen soll mit der Reduzierung der EEG-Umlage erhalten bleiben, damit das produzierende Gewerbe, dessen Produkte regelmäßig im europäischen oder internationalen Wettbewerb stehen, nicht in seiner Wettbewerbsfähigkeit beschränkt wird. Zudem stärkt die reduzierte EEG-Umlage die Wahlfreiheit der Unternehmen zwischen dem Fremdbezug von Strom und der Eigenversorgung, was vor dem Hintergrund der Wettbewerbsintensität der betroffenen Branchen eine preisgünstige Stromversorgung sicherstellen soll.

c) 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 Gesetz 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 Bundesgerichtshofs und des Bundesverfassungsgerichts keine Stütze.

Nach diesen Maßstäben macht auch die mit dem vorliegenden Gesetz 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 werden z.B. Regelungen zum Gewässerschutz bei Wasserkraftanlagen in das Fachrecht überführt. Dies dient der Vereinfachung des EEG und der systematisch richtigen Zuordnung des Gewässerschutzrechts in das Wasserhaushaltsgesetz. Diese und vergleichbare Änderungen führen somit 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. Die Biomassevorschriften werden in Folge des Wegfalls der erhöhten Förderung für bestimmte Einsatzstoffe wie vor allem nachwachsender Rohstoffe ebenfalls erheblich vereinfacht. Schließlich führt die Einführung eines allgemeinen Anlagenregisters zu einer erheblichen Rechtsbereinigung (siehe oben IV.1.f).

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 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 erneuerbar erzeugten 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 und Absatz 2 ergänzen 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 nach § 2 Absatz 1 Satz 2 und Absatz 2 EEG 2014 orientieren sich die Regelungen im reformierten EEG. 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 Rahmenbedin-

gungen 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 Ausbaukosten 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 Voranschreiten 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 Energieversorgern und 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 Dezentralisie-

rung 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 den §§ 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 insbesondere mit dem Pilot-Ausschreibungsverfahren und 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 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 Windenergie an Land sind Nettoziele. Dies bedeutet, dass von der in einem Jahr installierten Leistung die im gleichen Zeitraum stillgelegte Leistung abgezogen wird. Die Ziele für den Zubau der installierten Leistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse und Photovoltaik sind hingegen 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 Ausbau 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 technologiespezifi-

schen Ausbauzielen nach jetzigen Abschätzungen insgesamt zu einer korridorkonformen 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 netto 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, wodurch ein Ersatzbedarf für Stilllegungen von ca. 4 GW bis einschließlich 2020 entstünde.
- 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 EEG 2014 wird gegenüber § 2 EEG 2012 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.

Von dem räumlichen Geltungsbereich des Gesetzes nach Nummer 1 kann auf der Grundlage der neu eingeführten Verordnungsermächtigung zur Öffnung der Pilotausschreibung für Strom aus ausländische Photovoltaik-Freiflächenanlagen nach § 85 Absatz 2 EEG 2014 abgewichen werden (siehe unten).

Zu § 5 (Begriffsbestimmungen)

§ 5 EEG 2014 tritt an die Stelle des § 3 EG 2012 und führt zudem neue Begriffsbestimmungen in das EEG ein. Hierdurch soll die Verständlichkeit des Gesetzes erhöht werden. Infolge dessen wird der Paragraf auch neu nummeriert, 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“ legaldefiniert. 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 ausdrücklich 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 verständlicher 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 dessen 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

Nummer 11 führt den Begriff „Energie- und Umweltmanagementsystem“ ein. Dieser Begriff ist maßgeblich für die Besondere Ausgleichsregelung (§ 61 EEG 2014). Für die Definition des Begriffs „Energiemanagementsystem“ wird auf eine geltende ISO-Norm verwiesen. Sie stimmt mit der Definition in § 2 Absatz 1 Nummer 1 der Spitzenausgleich-Effizienzsystemverordnung vom 31. Juli 2013 (BGBl. I S. 2858) überein. Die Definition „Umweltmanage-

mentsystem“ stimmt mit der in § 2 Absatz 1 Nummer 2 der Spitzenausgleich-Effizienzsystemverordnung überein und nimmt auf entsprechenden EU-Verordnungen und Beschlüsse der EU-Kommission Bezug. Beide werden auch heute schon vom BAFA im Verwaltungsvollzug für die Einhaltung der Anforderungen nach dem EEG 2012 verwendet.

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 Eigenversorger ist vielmehr immer auch ein Letztverbraucher.

Die Begriffsdefinitionen Eigenversorger und Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind hingegen so gestaltet, dass jede verbrauchte Strommenge entweder der Eigenversorgung zuzurechnen ist oder von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen geliefert wurde. 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 15 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 flexibel 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 § 32 EEG 2012 bzw. § 49 EEG 2014 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 an mehreren Stellen im neuen EG verwendet wird (§ 5 Nummer 16, § 9 und § 49).

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 Blockheizkraftwerks 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 Blockheizkraftwerks 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 EEG 2014 die EEG-Umlage zu zahlen hat, eine entscheidende Rolle spielt. Der Begriff des Letztverbrauchers entspricht inhaltlich der Definition in § 3 Nummer 25 EnWG. 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 der Strom geliefert oder selbst erzeugt wird. Strom verbraucht auch, wer diesen selbst erzeugt. Dessen ungeachtet bedarf es für Eigenversorger an einigen Stellen besonderer Regelungen.

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.

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 Schienenbahnverkehrsun-

ternehmen selbst tatsächlich Schienenfahrzeuge auf einer Eisenbahninfrastruktur betreiben. 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, Magnetschwebebahnen und nach ihrer Bau- oder Betriebsweise ähnliche Bahnen, Bergbahnen und sonstige Bahnen besonderer Bauart.

Die Definition umfasst auch Schienenbahninfrastrukturunternehmen, die Infrastrukturanlagen betreiben, die für die Zugbildung und Zugvorbereitung sowie für die Bereitstellung und Sicherung der Fahrtrasse benötigt werden und damit mittelbar zum Betrieb der Schienenfahrzeuge beitragen. Dabei ist zu beachten, dass sich die Besondere Ausgleichsregelung nur auf unmittelbar für den Fahrbetrieb im Schienenbahnverkehr verbrauchten Strom bezieht und nur für diese Strommengen eine der Umlage Begrenzung erfolgt; siehe dazu im Einzelnen die Begründung zu § 62 EEG 2014.

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 ihnen den Status einer juristischen Person zugebilligt wird. 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 „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 Änderung 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 EEG 2014 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. Genaue Kenntnisse insbesondere über Standort, den genutzten Energieträger und die installierte Leistung der Anlagen sind auch erforderlich, damit der Netzbetreiber den Ausbau und die Optimierung seines Netzes an den konkreten Erfordernissen im jeweiligen Netzabschnitt ausrichten kann. Das ermöglicht eine gezielte Wahl der dafür eingesetzten Betriebsmittel. Im konkreten Fall kann es an einzelnen Netzabschnitten zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit beispielsweise deutlich günstiger sein, einen regelbaren Ortsnetztransformator einzubauen, anstatt das Netz an dieser Stelle auszubauen. Deutschlandweit bestehen dadurch erhebliche volkswirtschaftliche Einsparungspotentiale, deren Ausschöpfung vor allem auch im Interesse der Letztverbraucher liegt, die über die Netznutzungsentgelte die Kosten unter anderem für Ausbau und Optimierung der Netze tragen.
- 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 energiewirtschaftliche 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 EEG 2014: Die §§ 27 bis 29 regeln die Absenkung der Förderung des Stroms, der aus Biomasse, Windenergie an Land und solarer Strahlungsenergie erzeugt wird, in Abhängigkeit von der zugebauten Anlagenleistung. Hierzu wird eine valide und zeitnahe Erfassung der energieträgerspezifisch zugebauten installierten Leistung benötigt. Zur Umsetzung der Flexibilitätsprämie für bestehende Biogas- und Biomethananlagen nach § 52 ist eine Registrierung der Anlage mit ihrer Höchstbemessungsleistung nach der Anlage 3 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 verbleibenden Strommengen verantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern ermöglichen, die Genauigkeit ihrer Einspeiseprognosen zu verbessern. Insbesondere grundlegende anlagenbezogene Daten wie der Standort der Anlage, der eingesetzte Energieträger und die installierte Leistung müssen zeitnah zur Verfügung stehen. Eine Erleichterung 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 erneuerbaren 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 Anlagenregister auch dazu, die Erstellung des Erfahrungsberichts nach § 93 EEG 2014 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 Kon-

taktaufnahme 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 22 EEG 2014. 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 15 EEG 2014. 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 Zugänglichkeit der im Anlagenregister erfassten 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, kommunalen Planungsträger, Behörden auf Landes- und kommunaler Ebene, Energiegenossenschaften, wissenschaftlichen 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 aber 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. Die Veröffentlichung der Standortdaten ist hingegen erforderlich, um den Ausbau der erneuerbaren Energien für die Öffentlichkeit nachvollziehbar zu gestalten. Mit diesen Daten können etwa Forschung und Wissenschaft, kommunale und übergeordnete Planungsträger, Umwelt- und Naturschutzverbände, Energiegenossenschaften und andere Akteure für ihre jeweiligen Zwecke Erkenntnisse über die genaue regionale und lokale Verteilung von Anlagen gewinnen. Standortdaten von Photovoltaikanlagen können in Kombination mit Geodiensten zum Beispiel die Nutzung der Gebäudedächer auswerten, was für die technische Weiterentwicklung der Anlagen von Nutzen sein kann. Auch wird die EEG-Umlage in der Praxis von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen vertraglich auf die Stromletztverbraucher überwälzt. Daher gibt es grundsätzlich ein berechtigtes Interesse der Stromverbraucher, zu wissen, wo geförderte Anlagen stehen. Mithilfe dieser Daten kön-

nen sie überprüfen, ob einzelne Anlagen entgegen dem EEG zu hohe Förderzahlungen erhalten und sich an den Netzbetreiber oder die Bundesnetzagentur wenden und eine Überprüfung der Vergütungszahlungen veranlassen. Dieses Interesse ist im Rahmen der Anlagenregisterverordnung mit dem Interesse der Anlagenbetreiber auf Wahrung ihrer Privatsphäre in Ausgleich zu bringen. Hierfür sind, soweit erforderlich, besondere Regelungen zur Veröffentlichung des Standorts von kleinen, typischerweise auf Privatgrundstücken betriebenen Anlagen, zu treffen.

Zu Absatz 4

Absatz 4 Satz 1 verweist für die Einzelheiten einschließlich der Weitergabe der im Anlagenregister gespeicherten Angaben an Netzbetreiber und andere Dritte sowie weiterer zu übermittelnder Angaben auf die Verordnungsermächtigung in § 90 Nummer 1 und 11 EEG 2014. Satz 2 eröffnet zugleich die Möglichkeit, das Anlagenregister auf das Gesamtanlagenregister nach § 53b EnWG zu übertragen (siehe auch § 90 Nummer 14 EEG 2014). Insoweit zeichnet diese Möglichkeit nach Satz 2 die notwendige und in der Energiewirtschaft seit langem geforderte Entwicklung vor, dass das Anlagenregister für erneuerbare Energien nur ein erster Schritt ist: Über die in der Anlagenregisterverordnung vorgesehene Erfassung aller Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas hinausgehend sollen 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 den Begriff „anderes Netz“ fällt somit sowohl das Netz eines anderen Netzbetreibers als auch ein anderes Netz desselben Netzbetreibers mit einer anderen Spannungsebene. Bei der Berechnung des technisch und wirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunkts werden 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 entstehen können. Nicht berücksichtigt werden beim Variantenvergleich 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. Bundestags-Drucksache 16/8148, S. 41). Allerdings blieb insoweit offen, wann die Grenze zum Rechtsmissbrauch 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 nicht unerheblichen Mehrkosten gegenüber dem Anschluss am gesamtwirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt führt. Bei der Bestimmung des gesamtwirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunktes sind dabei nur die unmittelbaren Kosten 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 rechtsmissbräuchlichen Ausübung des Wahlrechtes durch den Anlagenbetreiber 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. Es bleibt somit dabei, dass der Netzbetreiber die Anlagen auch dann anschließen muss, wenn das Netz noch nicht die ganze Kapazität der Anlage aufnehmen kann. Der Anlagenbetreiber erhält nach dem Anschluss der Anlage die vollen Rechte und Pflichten nach dem EEG. Dies bedeutet unter anderem, dass er die Anlagen mit technischen Einrichtungen nach § 9 EEG 2014 ausstatten muss, aber auch entsprechende Rechte (z.B. nach den §§ 10, 11, 12, 19 und 50 EEG 2014) besitzt.

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 EEG 2014 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 6 EEG 2014 zu den sich aus Absatz 1 ergebenen Nebenpflichten des Netzbetreibers und muss insofern unentgeltlich erbracht wer-

den, da sie die Voraussetzung für die Erfüllung der zentralen Pflicht des Netzbetreibers zum vorrangigen Anschluss der Anlagen an das Netz schaffen.

Satz 2 bleibt 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 EEG 2014 auch dann erfüllt ist, wenn mehrere Anlagen, die Strom aus gleichartigen erneuerbaren Energien erzeugen und über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, über eine gemeinsame technische Einrichtung geregelt werden und über diese Einrichtung 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 EEG 2014 klargestellt, dass auch in diesem Fall die Voraussetzungen des § 9 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 und 2 EEG 2014 erfüllt sind. Um die Rechtsunsicherheit in der Vergangenheit zu beseitigen, wird diese Regelung über § 98 Absatz 1 EEG 2014 auch auf Bestandsanlagen erstreckt und gilt auch rückwirkend. Durch die Änderungen in § 9 Absatz 1 EEG 2014 entscheidet der Anlagenbetreiber, ob eine gemeinsame technische Einrichtung in der Regel am oder in der Nähe des Netzverknüpfungspunkts 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, solange der Zweck des Einspeisemanagements, die unmittelbar und mittel-

bar an das Netz angeschlossene Anlagen zur Netzentlastung regeln zu können, gewährleistet bleibt.

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 daher 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 § 9 Absatz 3 EEG 2014 der Gebäudebegriff des § 5 Nummer 17 EEG 2014. Bei Reihenhäusern gilt daher jedes Reihenhaus als eigenständiges Gebäude. Die Photovoltaikanlagen werden dementsprechend nur dann zusammengefasst, wenn sich die Reihenhäuser auf demselben Grundstück befinden. Für Bestandsanlagen bleibt die Rechtslage gemäß § 96 Absatz 1 EEG 2014 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 Anforde-

rungen kann der Anlagenbetreiber nicht erfüllen, solange der Netzbetreiber 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 Sphäre.

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 EEG 2014 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 den Teilbereich der Pflichten erfüllt, den er ohne die erforderlichen Informationen erfüllen kann. Er 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 („Eins-Man-ready“). Daher muss der Anlagenbetreiber zumindest einen abregelungsfähigen Wechselrichter oder einen Schütz einbauen und vorhalten. Hierdurch ist die Vorgabe erfüllt, dass die Anlage mit einer technischen Vorrichtung ausgestattet werden muss, die geeignet ist, die Anlagen „ein- und auszuschalten“. Dabei bedeutet „ein- und ausschalten“ nicht zwangsläufig, dass gar keine Einspeisung aus der Anlage ins Netz mehr erfolgt. Ein „Ausschalten“ 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 werden.

Daneben muss nach Absatz 4 Nummer 1 der Anlagenbetreiber 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 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 er zumindest später eine entsprechende Empfangsvorrichtung (in der Regel einen Rundsteuerempfänger, Fernwirktechnik oder einen Smart Meter) einbauen muss. Von § 9 Absatz 4 EEG 2014 unberührt bleibt die Pflicht des Netzbetreibers, ein System zur ferngesteuerten Abregelung der Anlagen in seinem Netz vorzuhalten. Diese Pflicht des Netzbetreibers ergibt sich unmittelbar aus der Pflicht zum Betrieb eines sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Energieversorgungsnetz nach den §§ 11, 12, 13, 14 EnWG.

Zu Absatz 5

Absatz 5 entspricht § 6 Absatz 4 EEG 2012. 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 EEG 2014 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 EEG 2014 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 rügefreie 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 EEG 2014 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 EEG 2014 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 diese war bisher auch im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz gemeint.

Zu Absatz 2

Absatz 2 enthält lediglich redaktionelle Folgeänderungen. Aufgrund der Neufassung von § 5 EEG 2014 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 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 EEG 2014 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 Vorschrif-

ten 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. Als inhaltliche Änderung wird jedoch in Absatz 1 geregelt, dass Anlagenbetreiber die Entschädigung für Abregelungen nach § 14 EEG 2014 – genau wie die Marktprämie oder die Einspeisevergütung – zukünftig immer von dem Netzbetreiber erhalten, an dessen Netz ihre Anlage angeschlossen ist. Dieser Netzbetreiber ist somit grundsätzlich der Schuldner für alle finanziellen Ansprüche des Anlagenbetreibers. Er hat ggf. einen Erstattungsanspruch gegen den jeweils verantwortlichen Netzbetreiber. Die bisherige gesamtschuldnerische Haftung hat zu einer Vielzahl von Unsicherheiten und hohem Verwaltungsaufwand geführt und wird daher nicht fortgeführt.

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 EEG 2014 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 direkt vermarktende Anlagen zur Verfügung.

Zugleich bringt die neue Nummer 2 das bereits bestehende Gegenleistungsprinzip deutlicher zum Ausdruck: Die Förderung erfolgt für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Auch wenn diese wie bei der Direktvermarktung nicht mehr vom Netzbetreiber abgenommen und weitergereicht werden, erbringen die Anlagenbetreiber diese Gegenleistung weiterhin. Diese sogenannte Grünstromeigenschaft fällt an den Netzbetreiber, der sie bezahlt und im Rahmen der Wälzung an den Übertragungsnetzbetreiber weitergibt, der wiederum die Vergütung zahlt. Auch im Falle der geförderten Direktvermarktung (Marktprämie) können die Strommengen deshalb nicht als Strom aus erneuerbaren Energien vermarktet werden; die Grünstromeigenschaft 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 und fristgerecht 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.

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 EEG 2014 veräußert werden. Der Strom aus einer Anlage kann also nur noch einheitlich in einer der Formen nach § 20 Absatz 1 EEG 2014 veräußert werden. Eine Veräußerung des Stroms aus einer Anlage in verschiedenen Formen ist nicht mehr gleichzeitig, sondern nur noch

nacheinander durch einen Wechsel der Veräußerungsform 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 3 Nummer 2 EEG 2014 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 bisherigen Rechtslage (§ 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 EEG 2014 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 über den 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 dieser Einspeisevergütung Rechnung und ermöglicht einen zügigen Wechsel in diese Form der Einspeisevergütung, die ausschließlich als vorübergehende Notfallregelung konzipiert ist. Ebenso kann ein Anlagenbetreiber zügig in die Direktvermarktung zurückwechseln, wenn z.B. ein neuer Direktvermarkungsvertrag erst in der zweiten Hälfte eines Monats abgeschlossen werden kann. Mit der Pflicht der Netzbetreiber nach § 68 Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe b EEG 2014, 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 EEG 2014 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 EEG 2014 gewechselt wird. Bei einem Wechsel in die Einspeisevergütung nach § 20 Absatz 1 Nummer 3 oder 4 EEG 2014 werden die eingespeisten Strommengen im EEG-Bilanzkreis des aufnehmenden Netzbetreibers nach § 11 StromNZV bilanziert. Bei einem Wechsel in die Nachbarbelieferung nach § 20 Absatz 3 Nummer 2 EEG 2014 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 dem Anlagenbetreiber oder dem Direktvermarktungsunternehmer zu vertreten ist und die Voraussetzung des § 33 Nummer 3 Buchstabe b EEG 2014 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, soweit 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. Die Bundesnetzagentur hat zuletzt von dieser Kompetenz, die auch schon nach § 61 Absatz 1b Nr. 3 EEG 2012 bestand, mit der Festlegung von Marktprozessen für Einspeisestellen (Strom) (Az.: BK6-12-153) Gebrauch gemacht.

Wie auch unter dem EEG 2012 müssen die Wechselmitteilungen nach § 68 Absatz 1 Nummer 1 Buchstaben b und c EEG 2014 von den Netzbetreibern an die Übertragungsnetzbetreiber in zusammengefasster Form für jede Veräußerungsform gesondert übermittelt werden. Sodann sind sie nach § 73 EEG 2014 von den Übertragungsnetzbetreibern auf ihrer Transparenzplattform zu veröffentlichen, so dass jederzeit die Inanspruchnahme der verschiedenen Direktvermarktungswege auch im Internet für die Öffentlichkeit nachvollziehbar ist. Dabei sind die Anforderungen des Bundesdatenschutzgesetzes, insbesondere von § 28 BDSG zu beachten. Die Transparenz über die Inanspruchnahme der verschiedenen Veräußerungsformen setzt keine personenspezifische Aufschlüsselung der Daten voraus, sondern lässt eine Anonymisierung zu, die im Interesse des Datenschutzes auch geboten ist. Dies ist in § 68 Absatz 1 Nummer 1 Buchstaben b und c EEG 2014 bereits dadurch vorgegeben, dass die Daten in zusammengefasster Form übermittelt werden müssen. Des weiteren ist zu beachten, dass die Wechselmitteilungen nur insoweit personenbezogene Daten im Sinne des § 3 Absatz 1 BDSG darstellen, als der Anlagenbetreiber eine natürliche Person ist. Gerade bei größeren Anlagen sind oft juristische Personen Anlagenbetreiber, so dass in diesen Fällen der Anwendungsbereich des BDSG nicht eröffnet ist.

Da im EEG keine Spezialzuweisung für die Überwachung der Datenschutzregelungen enthalten ist, sind die allgemeinen Stellen, insbesondere die jeweiligen Landesdatenschutzbehörden, dafür zuständig.

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 jetzt in § 24 Absatz 2 Nummer 2 EEG 2014 geregelt.

Vorbemerkung zu den §§ 22 bis 24

Die §§ 17 ff. EEG 2012 wurden umstrukturiert und finden sich nunmehr in den §§ 22 ff. EEG 2014 wieder. Dies dient der besseren Verständlichkeit der Vorschriften. § 19 EEG 2014 ist die Grundnorm und regelt den Förderanspruch für Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas. § 22 EEG 2014 regelt die Dauer des Förderanspruchs. § 23 EEG 2014 gibt vor, wie die Höhe des Anspruchs zu berechnen ist und folgt nunmehr auf die Regelung der Förderdauer. § 24 EEG 2014, der eine Verringerung des Anspruchs aus § 19 EEG 2014 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 § 30 EEG 2014 wiederfindet.

Zu § 22 (Förderbeginn und Förderdauer)

Der neu gefasste § 22 EEG 2014 ersetzt den bisherigen § 21 EEG 2012. Die Verschiebung der Regelung dient der besseren Verständlichkeit des Gesamttextes. Die Änderungen der Paragrafenüberschrift 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, 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 anderseits 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 finanziellen Förderung des erneuerbar erzeugten Stroms 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 EEG 2014 in Cent pro Kilowatt-

stunde. 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 EEG 2014 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 EEG 2014 – gegebenenfalls unter Zusammenfassung mehrerer Anlagen nach § 30 – grundsätzlich anzulegende Wert für die jeweilige Anlage verringert.

Zu § 24 (Verringerung der Förderung)

Der neu gefasste § 24 EEG 2014 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 zur bisherigen Rechtslage 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 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 § 53b 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. Die-

se 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 den §§ 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, 5 oder 6 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 EEG 2014 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 Zubaus 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 fortgeführt 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 den §§ 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 erst-

mals 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 EEG 2014).

Nach Satz 2 gelten die anzulegenden Werte nach den §§ 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 Unterschreitung der Förderkorridore teilweise auch Anhebung) der anzulegenden Werte nach den Absätzen 2 und 3 sowie nach den §§ 26 bis 29 EEG 2014 zu beachten.

Nach Satz 3 ist 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 nur insoweit relevant, wie die Degression nicht prozentual, sondern nominal ausgedrückt ist, also bei der Windenergie auf See (§ 26 Nummer 4 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 Leis-

tung der neu in Betrieb genommenen Anlagen die technologiespezifischen Ausbauziele nach § 2 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).

Bei Windenergieanlagen an Land wird nach Nummer 2 Buchstabe b auch die stillgelegte Leistung erfasst und veröffentlicht. Denn das sogenannte Repowering könnte bei der Windenergie an Land – anders als bei Biomasse und Photovoltaik – bereits in den nächsten Jahren zu einem nennenswerten Abbau von Anlagenleistung führen. Daher soll die Differenz zwischen Zubau und Stilllegung, also der Netto-Zubau, für die Degressionsberechnung zugrunde gelegt werden. Insofern unterscheidet § 25 Absatz 2 EEG 2014 zwischen dem Netto-Zubau bei der Windenergie an Land, der hier gesondert ausgewiesen wird (Nummer 2 Buchstabe c), und dem Brutto-Zubau bei der Solarenergie und der Biomasse. Dies entspricht dem Ausbaupfad nach § 3 EEG 2014.

Zu Absatz 3

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

Zu § 26 (Jährliche Absenkung der Förderung)

In den Nummern 1 bis 3 wird für Strom aus Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas und Geothermie der jeweilige Prozentsatz der jährlichen Degression aus dem EEG 2012 beibehalten.

Nach Nummer 4 Buchstabe a wird die Degression für die Anfangsvergütung für Strom aus Windenergieanlagen auf See im sogenannten Basismodell nach § 48 Absatz 2 EEG 2014 auf 0,5 Cent pro Kilowattstunde im Jahr 2018, auf 1 Cent pro Kilowattstunde im Jahr 2020 und auf jährlich 0,5 Cent pro Kilowattstunde ab dem Jahr 2021 festgesetzt. Nach Buchstabe b beträgt die Degression für die erhöhte Anfangsvergütung bei Wahl des sogenannten Stauchungsmodells nach § 48 Absatz 3 EEG 2014 im Jahr 2018 1 Cent/kWh. Diese Beträge spiegeln die erwarteten Kostensenkungen bei Windenergieanlagen auf See aufgrund von Technologieentwicklungen und weiteren Effizienzgewinnen wider. Da durch dieses Gesetz

das Stauchungsmodell nach § 31 Absatz 3 EEG 2012 über den 31. Dezember 2017 hinaus bis zum 31. Dezember 2019 verlängert wird (§ 48 Absatz 3 EEG 2014, siehe unten), soll die geringere Degression nach Nummer 4 Buchstabe a sicherstellen, dass das Basismodell nach § 48 Absatz 2 EEG 2014 gegenüber dem Stauchungsmodell nach § 48 Absatz 3 EEG 2014 wirtschaftlich attraktiv bleibt. Im Jahr 2019 wird die Degression bei beiden Modellen ausgesetzt; im Basismodell wird dieser ausgesetzte Degressionsschritt allerdings im Jahr 2020 – nach Auslaufen des Stauchungsmodells – durch eine doppelte Degression nachgeholt.

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. Das Ziel bezieht sich auf den Brutto-Zubau, wie er in § 25 EEG 2014 definiert wird.

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 Brutto-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 installierten Leistung der im Anlagenregister im maßgeblichen Bezugszeitraum nach Absatz 4 registrierten Neuanlagen; neu installierte Leistung durch die Erweiterung bestehender Anlagen wird hingegen nicht mitgezählt und daher auch gesondert veröffentlicht (§ 25 Absatz 2 Nummer 1 EEG 2014). Damit ist gewährleistet, dass es nur dann zu einer erhöhten Absenkung kommt, wenn die installierte Leistung von Biomasseanlagen – ausgenommen Bestandsanlagenflexibilisierungen – 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. Monats 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. Dabei wird – wie in den §§ 3 und 25 EEG 2014 vorgesehen – auf den Netto-Zubau abgestellt.

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. 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 Ab-

satz 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).

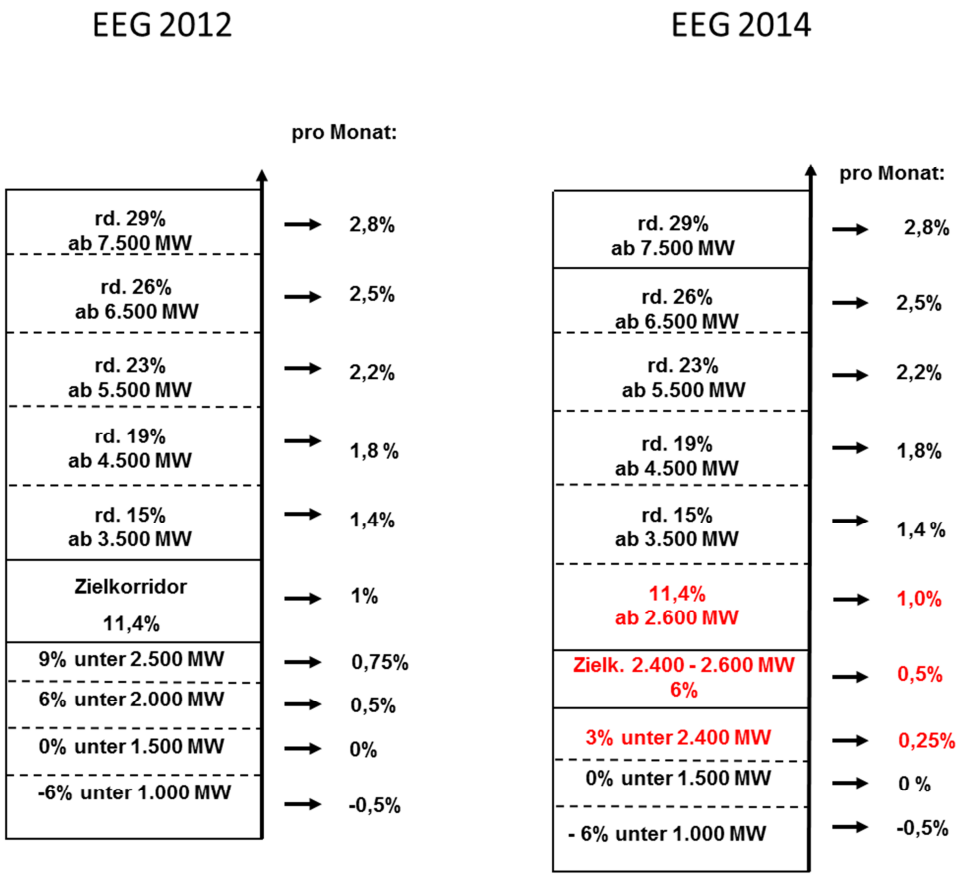
Absatz 4 regelt spiegelbildlich zu Absatz 3 die stufenweise Absenkung der Degression, wenn der Zielkorridor nach Absatz 1 im Bezugszeitraum unterschritten wird, um die langfristige Einhaltung des Zielkorridors zu gewährleisten.

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. Die folgende Graphik zeigt zusammenfassend, wie sich der „atmende Deckel“ im Vergleich zur Regelung im EEG 2012 verändert:



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 (Brutto-Zubau, siehe § 3 Nummer 3 und § 25 Absatz 2 Nummer 3 EEG 2014); dies wird künftig auch die Leistung der Freiflächenanlagen umfassen, die im Wege der Ausschreibung nach § 53 EEG 2014 gefördert werden. 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

Die 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 1 400 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. Monats, der einem Anpassungszeitpunkt nach Absatz 2 Satz 2 vorangeht, und vor dem ersten Kalendertag des Monats, 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 vierteljährlichen 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 nicht einheitlich vorgenommen wurde, ist die Summe der installierten Leistung 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 innerhalb der 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 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 EEG 2014 entspricht inhaltlich § 22 EEG 2012 und wird sprachlich an den Vorrang der Direktvermarktung angepasst. Für den Förderanspruch zur Bereitstellung von Kapazität nach § 50 EEG 2014 ist die Regelung entsprechend anzuwenden (§ 50 Absatz 2 EEG 2014).,

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 1 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.

Soweit der Regelungsgehalt aus § 33g Absatz 3 EEG 2012 nicht entfällt, wurde er in andere Regelungen überführt.

Zu § 33 (Voraussetzungen der Marktprämie)

§ 33 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. Dies wird durch Buchstabe b ergänzt: 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 Förderanspruchs. Beruht die „Verunreinigung“ des Direktvermarktungsbilanzkreises etwa allein darauf, dass der Netzbetreiber nicht marktprämienkompatible Ausgleichsenergiemengen in den Direktvermarktungsbilanzkreis eingestellt hat, so steht dies ausnahmsweise der Anspruchs-

voraussetzung 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 § 21 Absatz 2 Satz 2 EEG 2014 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 Strommengen nach Buchstabe a, für Erstere kann aber – selbst wenn für sie im Einzelfall die übrigen Voraussetzungen nach Nummer 3 vorliegen sollten – keine Marktprämie verlangt werden. Es wäre nicht im Sinne des EEG, vom Netzbetreiber eingestellte Ausgleichsenergiemengen, 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 auf die Direktvermarktung als Regelfall ist die nach EEG 2012 noch vorgesehene Anspruchsvoraussetzung des unverminderten Bestehens eines Anspruchs auf Einspeisevergütung nunmehr unmittelbar über die neue Gesetzessystematik abgedeckt. Diese Voraussetzung muss daher nicht mehr gesondert geregelt werden. Besteht der Anspruch nach § 19 EEG 2014 nicht oder ist er nach § 24 EEG 2014 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 EEG 2014 der Einräumung einer indirekten Zugriffsmöglichkeit des Anlagenbetreibers auf die Anlage über die Infrastruktur des Direktvermarktungsunternehmers nicht entgegen.

<u>Zu Absatz 1</u>

Absatz 1 entspricht weitgehend § 3 Absatz 1 MaPrV. Allerdings nehmen die Nummern 1 und 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 Angriffen, 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 den §§ 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 den §§ 21d und 21e EnWG nicht nach § 21c EnWG technisch möglich 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 sowohl die tatsächliche Nutzung der Einrichtungen nach Absatz 1 Nummer 1 (insbesondere durch den Anlagenbetreiber) als auch die dem Direktvermarktungsunternehmer nach Absatz 1 Nummer 2 eingeräumte Befugnis das Recht des Netzbetreibers zum Einspeisemanagement nach § 14 EEG 2014 nicht beschränken darf. Dies stellt sicher, dass das Einspeisemanagement als Maßnahme

zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit stets Vorrang vor – in der Regel marktgetriebener – Fernsteuerung nach § 34 EEG 2014 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 hat. 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 den §§ 21d und 21e 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 EEG 2014, wobei diese – vor einer anzulegenden Degression nach den §§ 25 ff. EEG 2014 – 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 EEG 2014 maßgeblich ist, ist nach Absatz 4 die Zusammenfassungsregelung des § 30 Absatz 1 Satz 1 EEG 2014 entsprechend anwendbar.

Zu § 36 (Einspeisevergütung in Ausnahmefällen)

In § 36 EEG 2014 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 Direktvermarktungsunternehmers vorübergehend keine Möglichkeit zur Direktvermarktung realisieren können oder unmittelbar nach Aufnahme des Anlagenbetriebs noch nicht zur Direktvermarktung ihres Stroms in der Lage sind. 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 gegenüber den anderen Veräußerungsformen zeitlich privilegiert (§ 21 Absatz 1 Satz 2 EEG 2014).

Absatz 1 regelt den Anspruch auf die Rückkehr in die Einspeisevergütung. Die Anlagenbetreiber 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 bei der Finanzierung 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. EEG 2014 vorzunehmenden – pauschalen Abschlag von dem in der Marktprämie anzulegenden Wert in Höhe von 20 Prozent finanziell unattraktiv ausgestaltet. Daher stellt diese Form der Einspeisevergütung für die Anlagen über einen längeren Zeitraum keine wirtschaftliche Option dar, und es besteht kein Anreiz, 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 Einspeisevergütung in Ausnahmefällen trägt damit dazu bei, die Finanzierungskosten einer verpflichtenden Direktvermarktung und damit die erforderlichen Förderkosten unter dem EEG zu begrenzen.

Mit der Notfallfalloption der Einspeisevergütung in Ausnahmefällen wird auch dem Kabinettbeschluss vom 22. Januar 2014 über die „Eckpunkte für die Reform des EEG“ Rechnung getragen. Das vom Kabinett beschlossene Eckpunktepapier stellte fest, dass bei Anlagenbetreibern Besorgnis bestehe, dass die verpflichtende Direktvermarktung zu einem Anstieg der Finanzierungskosten führen könnte, da die Einnahmen etwa bei Ausfall eines Direktvermarktungsunternehmers nicht durchgehend gesichert seien. Vor diesem Hintergrund kündigte 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.

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 EEG 2014.

Absatz 2 entspricht inhaltlich § 16 Absatz 3 EEG 2012. Im letzten Halbsatz wird klargestellt, dass die Anlagen in der Einspeisevergütung weder positive noch negative Regelenergie 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 Absätze 4 bis 6 des § 23 EEG 2012 aufgehoben. Die bisherige Regelung in § 23 Absatz 5 EEG 2012 wird in das Wasserhaushaltsgesetz überführt (siehe Artikel 12). 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 zuständige Wasserbehörde 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 und 2 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. Vor diesem Hintergrund wird die bisherige Regelung in § 23 Absatz 4 EEG 2012 nicht fortgeführt.

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 (Bundesrats-Drucksachen 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.

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 festge-

schriebenen 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 einsatzstoffbezogene 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 EEG 2014. Eine zusätzliche einsatzstoffbezogene Förderung z.B. für den Einsatz von Energiepflanzen wie Mais wird nicht mehr gewährt. Mit der Streichung der einsatzstoffbezogenen 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 Biogassubstraten 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 einsatzstoffbezogenen 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 Biomassebestimmungen gegenüber den §§ 27 ff. EEG 2012 umstrukturiert, indem für § 42, § 43 und § 44 EEG 2014 – die funktional die §§ 27 bis 27b EEG 2012 ersetzen – gleichermaßen anwendbare Regelungen nunmehr in § 45 EEG 2014 zusammengefasst geregelt werden. Zudem werden die §§ 42 ff. EEG 2014 redaktionell an die geänderte Fördersystematik der §§ 19 ff. EEG 2014 angepasst.

Mit den Änderungen in § 42 EEG 2014 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 EEG 2014 verschoben.

Mit den Änderungen in Satz 1 gegenüber § 27a Absatz 1 EEG 2012 werden die anzulegenden Werte an das neue Fördersystem der verpflichtenden 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 verpflichtenden Direktvermarktung die bisherige Regelung zur 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 EEG 2014 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 EEG 2014 verschoben.

Mit den Änderungen in § 44 EEG 2014 gegenüber § 27b Absatz 1 EEG 2012 wird der anzulegende Wert an das neue Fördersystem der verpflichtenden 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 EEG 2014 geregelt.

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

§ 45 EEG 2014 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.

<u>Zu Absatz 1</u>

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. Es bedarf keiner Deckelung des Maiseinsatzes bei Neuanlagen mehr, da die §§ 42 bis 45 EEG 2014 künftig den Einsatz von Mais ökonomisch unattraktiv machen bzw. aufgrund des hohen Abfall- und Reststoffanteils deutlich begrenzen. 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 gerade im Fall eines Mischeinsatzes neben dem Nachweis, welche Biomasse eingesetzt wurde, 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 Mischeinsatz entsprechend für den Stromanteil aus Biomasse, aus Speichergas und aus Grubengas jeweils anteilig gesondert zu bestimmen ist. Auch eingesetzte fossile Energieträger sind im Sinne einer vollständigen Dokumentation durch das Einsatzstoff-Tagebuch zu dokumentieren. Der Einsatz solcher fossilen Energieträger würde aufgrund des damit verbundenen Verstoßes gegen das Ausschließlichkeitsprinzip nach § 19 Absatz 1 EEG 2014 jedoch 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 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. Mit Massenbilanzsystemen sind Systeme gemeint, wie sie sich auch in den §§ 16 und 17 BioSt-NachV finden. Als Massenbilanzsysteme gelten demnach 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, Bau 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 Geothermieanlagen bleibt grundsätzlich unverändert. Der anzulegende Wert steigt jedoch um 0,2 Cent/kWh, da durch die Einführung der verpflichtenden 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 der erhöhten 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 80 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 0,36 Prozent des Referenzertrags verlängert, um den der Ertrag der Anlage 130 Prozent des Referenzertrags unterschreitet. Für eine Anlage mit einem Ertrag unterhalb von 100 Prozent des Referenzertrags verlängert sich der Zeitraum zusätzlich um einen Monat je 0,48 Prozent des Referenzertrags, um den der Ertrag 100 Prozent des Referenzertrags unterschreitet. Bei jedem Berechnungsschritt ist auf ganze Monate zu runden (kaufmännische Rundung).

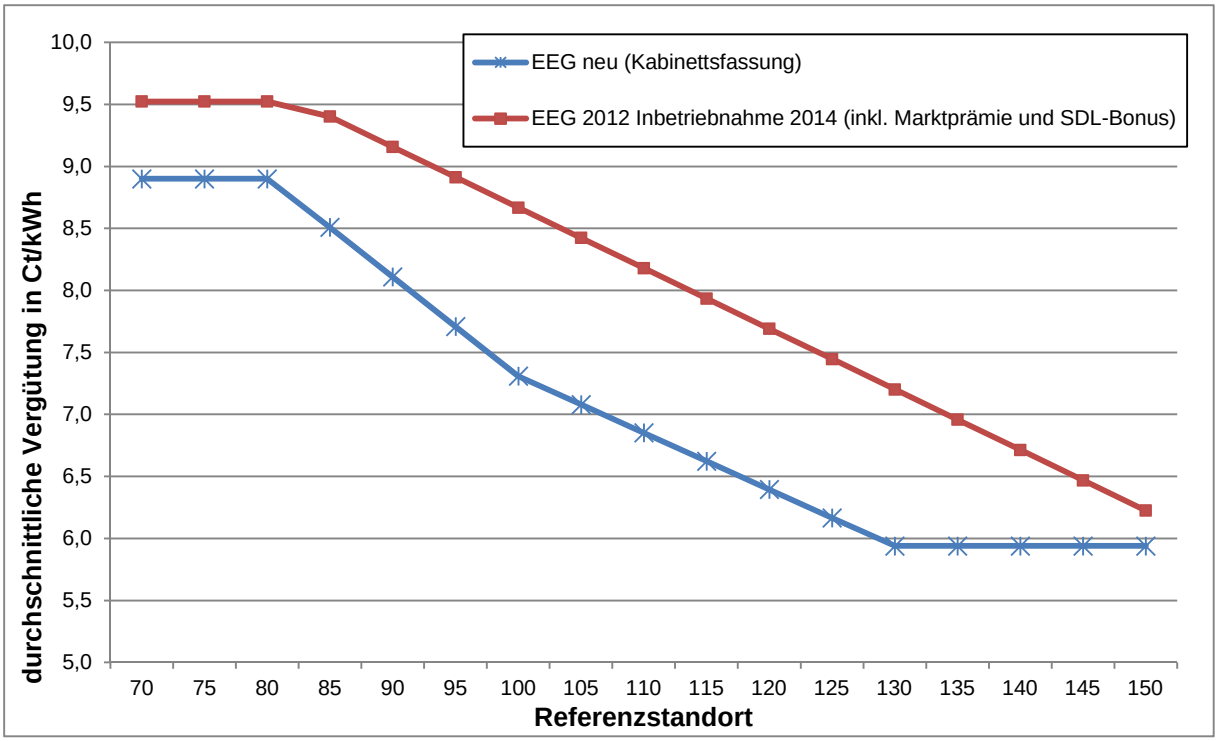
Zur Verdeutlichung werden zwei Zahlenbeispiele angeführt:

- Für eine Anlage, deren Ertrag 110 Prozent des Referenzertrags entspricht, verlängert sich der Zeitraum der Anfangsvergütung um 56 Monate auf insgesamt 116 Monate (Rechenweg: (130 – 110) / 0,36 = 55,6).
- Für eine Anlage, deren Ertrag 90 Prozent des Referenzertrags entspricht, verlängert sich der Zeitraum der Anfangsvergütung um 111 + 21 = 132 Monate auf insgesamt 192 Monate (Rechenweg: (130 - 90) / 0,36 = 111,1 und (100 - 90) / 0,48 = 20,83).

Weitere Beispiele können folgender Tabelle entnommen werden:

Verhältnis von Ertrag und Referenzertrag	**Zeitraum der Anfangsvergütung**
80 Prozent	240 Monate
90 Prozent	192 Monate
100 Prozent	143 Monate
110 Prozent	116 Monate
120 Prozent	88 Monate
130 Prozent	60 Monate
140 Prozent	60 Monate
150 Prozent	60 Monate

Für jeden Standort bzw. Referenzertragswert lässt sich demzufolge eine durchschnittliche Vergütung pro Kilowattstunde ableiten. Hier fließen die Höhe und die Dauer der Grundvergütung und der erhöhten Anfangsvergütung ein. Die folgende Abbildung zeigt die ohne Abzinsung berechneten durchschnittlichen Vergütungshöhen:



Durchschnittliche Vergütung (nicht abgezinst) bei Windenergie an Land für unterschiedliche Referenzstandorte gemäß EEG 2012 bei Inbetriebnahme in 2014 im Vergleich zur Kabinettsfassung zur Neuregelung des EEG.

Der Repowering-Bonus für Windenergieanlagen an Land (§ 30 EEG 2012) entfällt ersatzlos. 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 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).

Zu den Absätzen 1 bis 3

Die wichtigste inhaltliche Änderung gegenüber § 31 EEG 2012 ist die Verlängerung des sogenannten Stauchungsmodells um zwei Jahre (Absatz 3): Dieses Vergütungsmodell zeichnet sich gegenüber dem Basismodell dadurch aus, dass höhere Anfangsvergütungssätze gewährt werden, der Zeitraum der erhöhten Anfangsvergütung jedoch verkürzt wird. Das Stauchungsmodell nach § 31 Absatz 3 EEG 2012 wird durch dieses Gesetz und in Umsetzung des Koalitionsvertrages über den 31. Dezember 2017 hinaus bis zum 31. Dezember 2019 verlängert. Dadurch sollen anstehende Investitionen in Windenergieanlagen auf See angesichts der langen Vorlaufzeiten und teilweise erwarteter Verzögerungen beim Netzanschluss gesichert werden.

Aus den Absätzen 2 und 3 und der Degressionsvorschrift des § 26 Nummer 4 EEG ergibt sich somit folgende Struktur der erhöhten Anfangsvergütung für die Windenergie auf See:

	Stauchungsmodell (Absatz 3)	**Basismodell (Absatz 2)**
Vergütungsdauer	**8 Jahre**	**12 Jahre**
Bis 2017	**19,4 Ct/kWh**	**15,4 Ct/kWh**
2018	**18,4 Ct/kWh**	**14,9 Ct/kWh**
2019	**18,4 Ct/kWh**	**14,9 Ct/kWh**
2020	**-**	**13,9 Ct/kWh**

Bei der Neufestlegung dieser Fördersätze im Basis- und Stauchungsmodell 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. Darüber hinaus ist der Wortlaut des Absatzes 2 Satz 3 geändert worden, um das geltende Recht klarzustellen: Der Begriff der Wassertiefe wird in Übereinstimmung mit den Ausführungen in der Gesetzesbegründung zum EEG definiert.

Zu Absatz 4

Absatz 4 entspricht § 31 Absatz 4 EEG 2012.

Zu Absatz 5

Absatz 5 entspricht § 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 nach § 58 EEG 2014 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 teilweise mit der EEG-Umlage belastet. Um die Wirtschaftlichkeit zu wahren, wird diese finanzielle 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 dieses Eigenversorgungsanteils mit der EEG-Umlage erfolgt, wird durch einen Aufschlag von 0,3 Cent/kWh kompensiert. Darüber hinausgehende Anteile von Strom, der zur Eigenversorgung genutzt wird, werden mit der EEG-Umlage belastet, ohne dass diese Belastung kompensiert wird.

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, wurden 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 EEG 2014 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 EEG 2014 muss insoweit dem Grunde nach ein Anspruch auf finanzielle Förderung nach § 19 EEG 2014 bestehen. Für die Förderung flexibler Erzeugungskapazitäten in bestehenden Anlagen nach § 52 EEG 2014 muss hingegen dem Grunde ein Anspruch nach § 19 in Verbindung mit § 96 Absatz 1 EEG 2014 bestehen, wobei der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie in jedem Fall eine Direktvermarktung des Stroms aus der bestehenden Anlage 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 EEG 2014, 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 Vorhaltung 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 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 EEG 2014 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 EEG 2014, 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 EEG 2014. Die Begrenzung der finanziell förderfähigen Bemessungsleistung nach § 45 Absatz 1 EEG 2014 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 der Flexibilitätszuschlag für die gesamte Förderdauer der Anlage verlangt werden kann, solange die Fördervoraussetzungen nach § 42 oder § 43 EEG 2014 erfüllt sind.

Zu § 52 (Flexibilitätsprämie für bestehende Anlagen)

§ 52 EEG 2014 in Verbindung mit der Anlage 3 regelt die Flexibilitätsprämie für bestehende Biogasanlagen und ersetzt insoweit für vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommene Anlagen den bislang anwendbaren § 33i EEG 2012. Der Anspruch auf eine Flexibilitätsprämie für bereits bestehende Biogasanlagen besteht generell nur, wenn der in der Anlage erzeugte Strom in einer Form der Direktvermarktung nach § 20 Absatz 1 Nummer 1 oder 2 EEG 2014 – d.h. entweder in der geförderten Direktvermarktung (Marktprämie) oder in einer sonstigen Direktvermarktung – veräußert wird. Die Flexibilitätsprämie beträgt 130 Euro pro Kilowatt zusätzlicher flexibler installierter Leistung pro Jahr und entspricht in ihrer Ausgestaltung weitgehend der bisherigen Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG 2012 in Verbindung mit Anlage 5 zum EEG 2012. Die weiteren Voraussetzungen und die Berechnungsmethodik zur Ermittlung der Prämienhöhe für die jeweilige Anlage sind in Anlage 3 zum EEG 2014 geregelt.

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 auf Grund des § 85 EEG 2014 konkretisiert. Es soll jährlich eine installierte Leistung in der Größenordnung von 400 Megawatt ausgeschrieben werden; diese Mengen werden auf den Zielkorridor nach § 3 Nummer 3 EEG 2014 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 finanzieller Förderung ausge-

schrieben 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 den 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 von der Bundesregierung durch die Rechtsverordnung nach § 85 EEG 2014 festgelegt werden.

Des Weiteren besteht nach Nummer 3 nur dann ein Anspruch auf eine finanzielle Förderung, 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 2014 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 beim sogenannten „atmenden Deckel“ nach § 29 Absatz 1 bis 4 EEG 2014 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 Verordnungsgeber 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 der Bundesregierung 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 sechs Monate nach der erstmaligen Bekanntmachung eines Ausschreibungsverfahrens 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 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 EEG 2014 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 Fördersystems 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)

§ 54 EEG 2014 enthält gegenüber § 34 EEG 2012 verschiedene Folgeänderungen, insbesondere zur Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung und zur Neufassung des § 19 Absatz 1 EEG 2014.

Zu § 55 (Ausgleich zwischen Netzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern)

Die Änderungen von § 55 EEG 2014 gegenüber § 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 2012 beinhaltete. Absatz 2 Satz 1 verweist nun nicht mehr auf die Verordnungsermächtigung im Energiewirtschaftsgesetz, sondern direkt auf die Systemstabilitätsverordnung. Auch die Änderung in Absatz 5 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 EEG 2014 gegenüber § 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 physika-

lische Entnahme aus Bilanzkreisen im Regelfall einer Lieferung an Letztverbraucher entspricht. Ohne weitere Darlegungen handelt es sich dabei aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber 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, die für den Energielieferanten ein Ende der Betätigung in dem betreffenden Netzgebiet oder 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 Umlageverpflichteten umgangen werden. Diese Regelungslücken werden durch die Kündigungsmöglichkeit des Bilanzkreisvertrages nach dem neuen Absatz 3 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 gelieferte Strommengen entgegen § 70 EEG 2014 nicht oder nicht rechtzeitig dem Übertragungsnetzbetreiber gemeldet haben, zu verhindern.

Zu § 58 (Eigenversorgung)

§ 58 EEG 2014 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 sie es oft 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 vermindern sie die Flexibilität des Gesamtsystems. Gleichzeitig erhöht sich die Finanzierungslast bei den übrigen Verbrauchern. Dies ist nicht verursachergerecht.

Zudem profitieren Eigenversorger, die sich mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgen, von der Lernkurve, die die dafür eingesetzten Technologien in den letzten Jahren dank der Förderung durch das EEG durchlaufen konnten. Auch deshalb 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 EEG 2014 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	15 Prozent der Umlage bis zur Erreichung des jeweiligen Deckels	§§ 60 ff. EEG 2014
sonstige Industrieunternehmen (Branchen Abschnitte B und C)	15 Prozent der Umlage	Absatz 6 Nummer 2
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Privathaushalte	50 Prozent der Umlage für EE- und KWK-Anlagen, im Übrigen 100 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 5

Zu Absatz 1

Nach Absatz 1 wird die Eigenversorgung mit Strom aus Neuanlagen künftig grundsätzlich mit der vollen EEG-Umlage belastet. Satz 1 entspricht inhaltlich § 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 der Eigenversorgung entfällt.

Nach Satz 1 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 betrieben und zur Eigenversorgung genutzt wurden. Für sie sah § 66 Absatz 15 EEG 2012 eine Übergangsvorschrift vor, die hier unverändert fortgeschrieben wird. Betreiber einer Bestandsanlage ist, wer die wirtschaftlichen Risiken des Betriebs trägt.

Nummer 2 betrifft Bestandsanlagen aus dem Zeitraum nach dem 1. September 2011; zur Definition der Bestandsanlage im Sinne der Nummer 2 siehe 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. Damit trägt die Vorschrift dem verfassungsrechtlichen Vertrauensschutz Rechnung.

Satz 1 Nummer 3 regelt die Ausnahme für den Kraftwerkseigenverbrauch; siehe hierzu im Einzelnen die Begründung zu Absatz 4.

Satz 1 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 nichtöffentliches 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. Hiervon sind beispielsweise Schiffe erfasst, die sich weit überwiegend auf Gewässern aufhalten, aber zwischendurch für wenige Stunden oder im Ausnahmefall auch einmal für wenige Tage im Hafen landseitig an das Netz angeschlossen werden. Eigenversorgungsanlagen, die bewegliche Verbraucher versorgen und regelmäßig an das Netz angeschlossen werden (z.B. Elektrofahrräder), fallen hingegen nicht unter diese Regel. Hier kann aber die Kleinanlagenregelung in Absatz 5 Anwendung finden.

Satz 1 Nummer 5 stellt Eigenversorger frei, die sich vollständig aus Anlagen im Sinne des EEG versorgen und für anderweitig verbrauchten Strom aus diesen Anlagen keinerlei finanzielle 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.

Satz 1 Nummer 6 enthält die Ausnahme für Kleinanlagen; siehe hierzu im Einzelnen die Begründung zu Absatz 5.

Satz 2 entspricht der Regelung für Eigenversorgungsanlagen nach § 37 Absatz 3 EEG 2012. Die Regelung wird unverändert fortgeführt. Lediglich der Begriff Letztverbraucher wurde aufgrund der veränderten Definitionen durch den Begriff Eigenversorger ersetzt.

Satz 3 entspricht im Wesentlichen den Anforderungen nach Satz 2, verschärft diese aber insofern, als für Neuanlagen eine Befreiung von der EEG-Umlage nur noch möglich ist, wenn kein Netz der öffentlichen Versorgung genutzt wird.

Zu Absatz 3

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

Nach Nummer 2 erfasst dies auch Stromerzeugungsanlagen, die bis zum Kabinettsbeschluss in der Kabinettsklausur auf Schloss 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 Bestandsanlage 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 sich 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 Satz 1 Nummer 1 nicht aufgenommen, weil diese Stromerzeugungsanlagen auch in räumlicher Entfernung zum Eigenverbrauch betrieben werden können. Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 stellt daher eine Übergangsvorschrift dar, die darauf ausgelegt ist, künftig auszulaufen.

Zu Absatz 4

Absatz 4 definiert den Kraftwerkseigenverbrauch. Neben- und Hilfsanlagen einer Stromerzeugungsanlage sind z.B. solche für die Wasseraufbereitung, Dampferzeugerwasserspeisung, Frischluftzufuhr, Brennstoffversorgung, kraftwerksinterne Brennstoffvorbereitung, Abgasreinigung oder Rauchgasreinigung. Der Kraftwerkseigenverbrauch erfasst nicht den Betriebsverbrauch, also den Verbrauch in betriebseigenen Einrichtungen wie Verwaltungsgebäuden, Werkstätten, Schalt- und Umspannanlagen, für Beleuchtungs- und Heizungsan-

lagen, elektrische Antriebe und Kühlaggregate. Auch der Stillstandseigenverbrauch und der Stromverbrauch zur Brennstoffgewinnung 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 in einem 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, die aufgrund der natürlichen Gegebenheiten nicht mehr als 10 MWh Strom erzeugen können, dass ein besonderer Nachweis nicht erforderlich ist. Dies ist insbesondere bei Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie mit einer installierten Leistung von nicht mehr als 10 kW der Fall. 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. Auch Verbraucher von selbst erzeugtem Strom aus erneuerbaren Energien sind – sofern sie sich nicht völlig autark versorgen – auf das gesamte Energieversorgungssystem angewiesen. Auch insoweit gilt das Verursacherprinzip. Solche Verbraucher 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 hocheffizient im Sinne des § 53a Absatz 1 Satz 3 des Energiesteuergesetzes sind und einen Monats- oder Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 Prozent nach § 53a Absatz 1 Satz 2 Nummer 2 Energiesteuergesetz erreichen.

Nummer 2 regelt die Beteiligung von Eigenversorgungsanlagen im produzierenden Gewerbe. Eigenversorgungsanlagen des produzierenden Gewerbes sowie des Bergbaus nach Abschnitt B und C der Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2008, die heute neu er-

richtet 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 im Rahmen des Monitoringberichts evaluiert (§ 94 Absatz 1 Nummer 4 EEG 2014).

Zu Absatz 7

Absatz 7 ermöglicht den Übertragungsnetzbetreibern, sich unter Umständen auch für Eigenversorgungsmengen relevante Daten von 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 Übertragungsnetzbetreibern erleichtern, eine mögliche Umlagepflicht von Eigenversorgungskonstellationen nach diesem Gesetz zu erkennen.

Ob und ggf. inwieweit sich die Übertragungsnetzbetreiber auch bei den Hauptzollämtern vorhandene Daten zu Eigenerzeugern und Versorgern im Sinne des Stromsteuergesetzes übermitteln lassen können, wird derzeit noch geprüft. Hierzu bedarf es einer Regelung im Stromsteuerrecht.

Absatz 7 bezieht sich nur auf die Daten, die den öffentlichen Stellen tatsächlich vorliegen.

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 haben, 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 EEG 2014 nach seinem Wortlaut keine Änderungen der von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen gegenüber Letztverbrauchern abgerechneten Strommengen berücksichtigt, die erst nach Buchungsschluss für eine Endabrechnung nach § 70 EEG 2014 erfolgen. Diese Änderungen können zum Beispiel aufgrund von nachträglichen Korrekturen oder Abrechnungen gegenüber den Letztverbrauchern erforderlich werden. Solche Änderungen verändern im Nachhinein die an Letztverbraucher gelieferte Strommenge als Basis für die Zahlung der EEG-Umlage nach § 57 Absatz 2 EEG 2014 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 einen Wirtschaftsprüfer, eine Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, einen vereidigten Buchprüfer oder eine Buchprüfungsgesellschaft geprüft werden.

Zu § 60 (Grundsatz)

§ 60 EEG 2014 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)

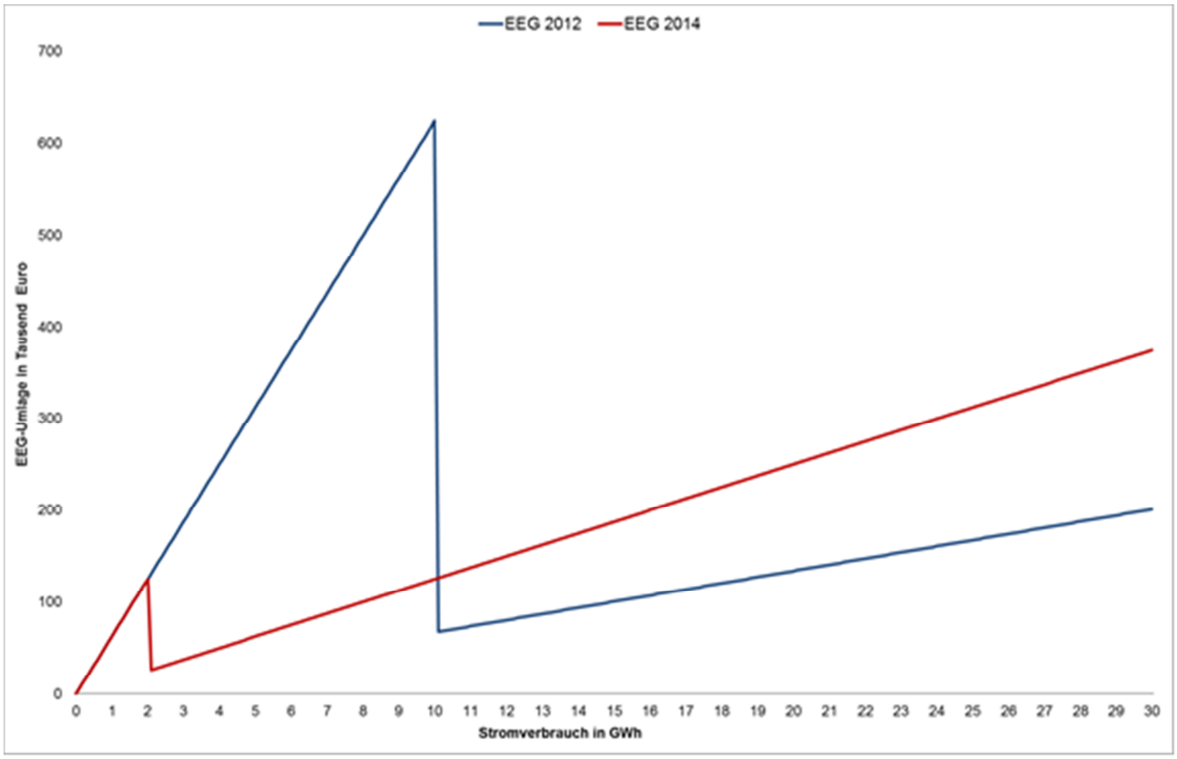
[Die Begründung wird zeitgleich mit der Regelung nachgetragen.]

Zu § 62 (Schienenbahnen)

Mit der Änderung der Bestimmung werden bereits Schienenbahnunternehmen, die im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr mindestens 2 GWh Strom selbst verbraucht haben, antragsberechtigt. Bei der Feststellung, ob die 2 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 2 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. Für die übrige Strommenge 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 neue Begrenzung greift zugleich bereits ab der ersten verbrauchten Kilowattstunde. Die gesamte selbst verbrauchte Strommenge wird damit zukünftig mit 20 Prozent der im Begrenzungsjahr fälligen EEG-Umlage belastet. Entsprechend der heutigen Verwaltungspraxis bleibt auch hierbei die rückgespeiste Energie nunmehr ausdrücklich außen vor, da für sie keine EEG-Umlage gezahlt wird.

Die folgende Grafik stellt den Tarifverlauf nach § 42 EEG 2012 und nach § 62 EEG 2014 dar. Daraus wird ersichtlich, dass das Problem der „Sprungstelle“ an der bisherigen Eintrittsschwelle von 10 GWh durch die Neuregelung erheblich abgeschwächt wird.



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 und Klimatisierung), 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 sowie der Stromverbrauch für Bordküchen oder Bordrestaurants. 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 Schienenbahnunternehmen konzentriert, die sich im Wettbewerb mit anderen Verkehrsträgern (z.B. Flugzeug oder Schiff) befinden.

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 über das elektronische Antragsportal des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle verpflichtet. Sämtliche Unterlagen, die den Antrag ergänzen, sind entsprechend elektronisch in das Portal einzutragen oder hochzuladen. 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 weiterbearbei-

tet werden, was erheblich vereinfacht wird, wenn der Antragssteller sie direkt elektronisch übermittelt. Eine Übertragung von in Papierform eingereichten Anträgen in das elektronischen Antragsbearbeitungssystem des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle erfordert einen hohen Aufwand. Sollten sich technische Schwierigkeiten mit dem elektronischen Antragsverfahren 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 EEG 2014 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 wird 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 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.

Im Zusammenhang mit der Umwandlung von Unternehmen treten zahlreiche Rechtsfragen für die antragstellenden bzw. bereits begünstigten Unternehmen auf. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie arbeitet diesbezüglich an entsprechenden Regelungen und wird

erforderlichenfalls Formulierungshilfen für das parlamentarische Verfahren zur Verfügung stellen.

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 EEG 2014 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 EEG 2014 erweitert gegenüber § 44 EEG 2012 die Auskunftspflicht derjenigen, die eine Begrenzung erhalten wollen oder erhalten haben, auf Übermittlung der Angaben, die erforderlich sind, um die Besondere Ausgleichsregelung fortzuentwickeln. In der Vergangenheit hat sich häufig gezeigt, dass die Informations- und Datengrundlage für die vollumfängliche Evaluierung der Besonderen Ausgleichsregelung nicht ausreicht. Es ist angemessen, dass diejenigen, die von der Besonderen Ausgleichsregelung profitieren, an ihrer Bewertung und Weiterentwicklung mitwirken. 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 EEG 2014 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 gere-

gelte Meldepflicht wird gegenüber der Vorgängerregelung in § 46 Nummer 3 EEG 2012 dahingehend klargestellt, dass die Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber sämtliche für die Abrechnung erforderlichen Angaben zur Verfügung stellen müssen. 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 Nummer 1 EEG 2012 durch die Unterteilung in die Buchstaben a bis e 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 EEG 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 Einspeisevergütungen und Marktprämien nach § 96 Absatz 1 Nummer 4 und 9 EEG 2014 in Verbindung mit den Fördervorschriften des für die jeweilige Anlage maßgeblichen EEG und der Flexibilitätsprämien nach § 52 EEG 2014.

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 Bilanzkreisverträge 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 Part-

ner des zivilrechtlichen 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 nicht der Meldepflicht. Damit soll der Verwaltungsaufwand für Eigenerzeuger, die nur kleine Anlagen betreiben und damit verhältnismäßig geringe Mengen selbst verbrauchen, vermieden werden.

Zu § 71 (Testierung)

§ 71 EEG 2014 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 bis auf 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 Änderungen vorgenommen, die einerseits dem veränderten Ressortzuschnitt 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 EEG 2012 entspricht, werden die neuen Angaben nach § 68 Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe c EEG 2014 einbezogen. In Verbindung mit dem insoweit ebenfalls ergänzten § 7 Absatz 1 Nummer 1 AusglMechV wird hierdurch ermöglicht, 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 4 Satz 2 EEG 2014 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 Absatz 1 EEG 2012 stellte nur klar, dass eine Ausweisung auf der Rechnung grundsätzlich zulässig ist. Eine solche Regelung 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. Stattdessen wurde § 53 EEG 2012 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. Anforderungen an Strom- und Gasrechnungen enthält § 40 EnWG. Es ist beabsichtigt, die Ausweisung der EEG-Umlage gegenüber den Letztverbrauchern zeitnah in einem sachlichen Zusammenhang mit anderen Ausweisungspflichten in Teil 4 des Energiewirtschaftsgesetzes zu regeln, um hinreichende Transparenz gegenüber den Letztverbrauchern zu gewährleisten.

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 Grünstromeigenschaft 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 einem Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot wird nunmehr in § 24 Absatz 2 Satz Nummer 5 EEG 2014 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 Be-

schleunigungsgrundsatzes 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. Bei der Wahrnehmung dieser Aufgaben soll die Clearingstelle künftig, soweit nicht ohnehin bereits angewandt, die Grundsätze der sogenannten ADR-Richtlinie (Richtlinie 2013/11/EU) entsprechend berücksichtigen. 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 zu-

nächst 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 entspricht inhaltlich § 59 EEG 2012, ist jedoch um den neuen Förderanspruch nach § 50 EEG 2014 erweitert. Im Übrigen vollzieht die Regelung 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 Satz 2 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 Ge-

setzes 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 6 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 EEG 2014 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 Nachweispflichten der Bußgeldrahmen abgesenkt.

Zu Absatz 1

Absatz 1 Nummer 1 wird dahingehend sprachlich präzisiert, dass der Verstoß gegen § 76 Absatz 1 Satz 1 EEG 2014 eine Ordnungswidrigkeit ist. Die Vorläufernorm (§ 62 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2012) verwies noch insgesamt auf Verstöße gegen § 56 Absatz 1 EEG 2012, der Vorläufernorm des § 76 Absatz 1 EEG 2014. § 76 Absatz 1 Sätze 3 und 4 normieren keine Handlungsgebote oder -verbote und scheiden daher als Anknüpfungspunkte für eine Ordnungswidrigkeitstatbestand aus. § 76 Absatz 1 Satz 2 enthält lediglich eine Spezifizierung des Satzes 1 und wird daher von der Bewehrung des Satzes 1 umfasst. Eine inhaltliche Änderung zu § 62 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2012 ist damit nicht verbunden. Absatz 1 Nummer 1 umfasst alle Verstöße gegen § 76 Absatz 1 Satz 1.

Absatz 1 Nummern 2 und 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 von 50 000 Euro auch auf Verstöße gegen Nachweispflichten nach der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung sowie 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 den dort genannten Verstößen. Daher wird der abgesenkte Satz von höchstens 50 000 Euro, der nach § 62 Absatz 1 Satz 2 EEG 2012 bei Verstößen insbesondere gegen die Herkunftsnachweisverordnung gilt, auch auf die

Verstöße gegen Nachweispflichten nach der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung sowie gegen 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 höchstens mit der Hälfte des angedrohten 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) außer Kraft getreten ist. Dies ist erforderlich, da das EEG und die auf Grundlage des EEG erlassenen 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 EEG 2012 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 und dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit die Gebührenverordnung 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 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 ist entfallen, da die Förderung für Freiflächenanlagen nach § 53 EEG 2014 künftig durch Ausschreibung ermittelt wird.

Zu § 85 (Verordnungsermächtigung zur Ausschreibung von Freiflächenanlagen)

Die Verordnungsermächtigung zur Ausschreibung von Freiflächenanlagen gemäß § 85 EEG 2014 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 be-

grenzten 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 die Bundesregierung im Rahmen der Verordnungsermächtigung und die darin vorgesehene Möglichkeit zur Delegation von Kompetenzen auf die Bundesnetzagentur 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 EEG 2014 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 Verordnungsgeber ermächtigt, Mindest- und Höchstbeträge für den anzulegenden Wert festzulegen, der im Rahmen der Ausschreibungen ermittelt wird. Die Festlegung von Mindestbeträgen könnte nach Einschätzung des Verordnungsgebers 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 Underbid-

ding). 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 Verordnungsgeber 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 EEG 2014 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 Verordnungsgeber, 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 Verordnungsgeber abweichend von § 30 EEG 2014 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 EEG 2014 andere Anspruchsvoraussetzungen festlegt. Damit erhält der Verordnungsgeber 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, weitere Kriterien für die Bewertung der Gebote zu bestimmen.

Nach Nummer 5 kann der Verordnungsgeber die Art, die Form und den Inhalt der Förderung abweichend von den Förderregelungen in den §§ 32 bis 37 EEG 2014 festlegen. Er kann somit zum Beispiel nach Nummer 5 Buchstabe a 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 Kapazitätszahlung, 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 die ausgeschriebene Fördermenge im darauf folgenden Jahr entsprechend verringern.

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 sicherstellen. 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 Verordnungsgeber 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 Verordnungsgeber 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

Durch Absatz 2 wird die Bundesregierung ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates im Anwendungsbereich des § 53 EEG 2014 und abweichend von dem in § 4 EEG 2014 auf das Bundesgebiet beschränkten Geltungsbereich des Gesetzes auch Strom aus Freiflächenanlagen, die in anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union errichtet worden sind, unter den in Nummer 1 aufgeführten Voraussetzungen finanziell zu fördern. Damit wird die Möglichkeit eröffnet, Erfahrungen mit dem Import von Strom aus dem europäischen Ausland zu sammeln, entsprechende Konzepte zu erproben und die in Artikel 5 bis 11 der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (sogenannte EE-Richtlinie) vorgesehenen Kooperationsmechanismen umzusetzen.

Die entsprechende Ermächtigung darf von der Bundesregierung nur in Anspruch genommen werden, wenn gewährleistet ist, dass der zusätzlich erzeugte Strom aus den Anlagen im EU-Ausland zu einem der Einspeisung in Deutschland vergleichbaren energiewirtschaftlichen Effekt führt und so zum Umbau der Energieversorgung in Deutschland und dem Nutzen für die Verbraucher beiträgt. Die Förderung von Strom aus Anlagen im EU-Ausland wird damit auf Anlagen begrenzt, deren Strom auch tatsächlich nach Deutschland „physikalisch importiert“ werden kann. Angesichts der physikalischen Eigenschaften von Strom ist es schwierig, den tatsächlichen grenzüberschreitenden Fluss gerade des erzeugten EE-Stroms im europäischen Binnenmarkt nachzuweisen. Deshalb geht es darum, dass durch die Stromerzeugung der ausländischen Anlage eine tatsächliche Wirkung im Inland gewährleistet ist, die mit der Wirkung von auf dem Territorium der Bundesrepublik Deutschland erzeugtem und ins öffentliche Netz eingespeisten Strom aus erneuerbaren Energien vergleichbar ist, insbesondere

was den sichtbaren und nachhaltigen Umbau der Energieversorgung in Deutschland betrifft. Es muss sichergestellt sein, dass eine solche Öffnung des Fördersystems für ausländische Anlagen mit den Zielen des EEG vereinbar ist. Im Umkehrschluss reicht eine lediglich virtuelle Anrechnung des im Ausland produzierten Stroms ohne einen entsprechenden „physikalischen Import“ nicht aus.

Daneben bedarf es für eine entsprechende Öffnung des Fördersystem eines völkerrechtlichen Vertrags oder eines Verwaltungsabkommens mit dem betreffenden Mitgliedstaat, für den das deutsche Fördersystem geöffnet werden soll. Dieser Vertrag soll dem Prinzip der gegenseitigen Kooperation bei der Förderung entsprechen. Er soll darüber hinaus insbesondere eine Doppelförderung ausschließen, zu einer angemessen Kosten- und Nutzenverteilung zwischen Deutschland und dem entsprechenden Mitgliedstaat führen und die zahlreichen Folgefragen (Netzausbau, Strommarkteffekte) im beiderseitigen Einvernehmen klären. Dies ist notwendig, um zu gewährleisten, dass beide Staaten von der Öffnung des Fördersystems profitieren können und es nicht zu einseitigen Belastungen kommt. Darüber hinaus bedarf es einer entsprechenden Kooperationsvereinbarung im Sinne der Artikel 5 bis 11 der EE-Richtlinie, damit die geförderten Strommengen auf das deutsche Ausbauziel im Rahmen der Kooperationsmechanismen nach Artikel 5 bis 11 der EE-Richtlinie angerechnet werden können. Als Voraussetzung der Möglichkeit zur Förderung der Stromerzeugung im EU-Ausland ist daher in Nummer 1 Buchstabe d der Abschluss eines völkerrechtlichen Vertrags oder eines Verwaltungsabkommens mit dem Mitgliedstaat, auf dessen Hoheitsgebiet der geförderte Strom erzeugt wird, geregelt. Zudem hat auch der Mitgliedstaat, in dem eine Anlage zur Erzeugung von Strom, die nach dem EEG gefördert wird, errichtet wird, ein Interesse daran, über den Ausbau auf seinem Hoheitsgebiet mit zu entscheiden. Eine einseitige Öffnung des Fördersystems könnte dazu führen, dass Deutschland auf Kosten des anderen Mitgliedstaates dessen besten Potentiale erschließt und der Mitgliedstaat dann teurere Potentiale erschließen muss, um seine in der EE-Richtlinie festgelegten Erneuerbare-Energien-Ausbauziele zu erreichen oder der betreffende Mitgliedstaat ohne Absprache mit den Problemen des Netzausbaus oder der Marktintegration zurecht kommen muss. Dabei kann beispielsweise im Rahmen der Rechtsverordnung auch vorgesehen werden, dass das Prinzip der gegenseitigen Kooperation unter anderem durch eine vertraglich zu vereinbarende anteilige Übernahme der Förderleistung durch das EEG und den anderen betroffenen Mitgliedstaat ausgestaltet wird oder aber beispielsweise gegenseitige Ausschreibungen auf dem jeweils anderen Territorium erfolgen sollten (siehe dazu Absatz 3). In dem völkerrechtlichen Vertrag oder dem Verwaltungsabkommen müssen neben der Aufteilung der Kosten auch die Voraussetzungen für den Anspruch auf die finanzielle Förderung, das Verfahren und der Umfang der Förderung geregelt werden. Dies ist notwendig, um Folgefragen zur finanziellen Förderung, wie den Netzanschluss und die Einspeisung, Durchleitung und Übertragung des

Stroms sinnvoll und einheitlich zu regeln. Zudem muss sichergestellt werden, dass eine Freiflächenanlagen nicht nach dem deutschen und zusätzlich nach dem jeweiligen Fördersystem im EU-Ausland jeweils eine kostendeckende finanzielle Förderung erhält. Diese Form der Doppelförderung soll bereits im dem völkerrechtlichen Vertrag oder dem Verwaltungsabkommen ausgeschlossen werden.

Eine finanzielle Förderung von Strom aus Freiflächenanlagen, die in einem anderen Mitgliedstaat der Europäischen Union errichtet werden sollen, ist nach Nummer 1 Buchstabe a und b darüber hinaus nur möglich, wenn die Höhe der finanziellen Förderung im Rahmen einer Ausschreibung ermittelt worden ist und der gesamte in der Anlage erzeugte Strom nicht selbst verbraucht wird. Daneben müssen grundsätzlich alle Voraussetzungen in diesem Gesetz mit Ausnahme der in § 49 Absatz 1 EEG 2014 genannten, sowie die in der nach Absatz 1 erlassenen Rechtsverordnung aufgestellten Voraussetzungen erfüllt sein, soweit hierfür nicht abweichende Regelung in der Rechtsverordnung auf Grund von Nummer 2 zur Ausgestaltung der spezifischen Anforderungen einer grenzüberschreitenden Förderung getroffen werden. Damit werden, soweit auf der Grundlage von Nummer 2 nicht etwas anderes in der Rechtsverordnung geregelt ist, die Anlagen im Inland nicht schlechter gestellt als Anlagen im EU-Ausland.

Nummer 2 eröffnet der Bundesregierung die Möglichkeit, für die Ausschreibung von Strom aus Anlagen im EU-Ausland abweichend von Absatz 1 zu den dort in den Nummern 1 bis 10 genannten Regelungsbereichen Sonderregeln zu schaffen. Dies ist insbesondere deswegen notwendig, da aus tatsächlichen oder rechtlichen Gründen einige Voraussetzungen im EEG von Anlagen im EU-Ausland kaum erfüllt werden können. So ist eine Einspeisung von Strom in das deutsche Netz in der Regel nur möglich, wenn eine entsprechende Direktleitung zum deutschen Stromnetz besteht. Da dies praktische Probleme aufwerfen kann, kann diese Voraussetzung auch erfüllt werden, wenn nach Nummer 1 Buchstabe c statt dessen sichergestellt ist, dass der Strom aus dem EU-Ausland einen vergleichbaren tatsächlichen Effekt auf das Stromnetz in Deutschland oder den deutschen Strommarkt hat, z.B. durch die Möglichkeit, den Fluss einer äquivalenten Strommenge in das deutsche Stromnetz nachzuweisen. Dies dient neben dem durch das EEG bezweckten Ziel, die Energieversorgung in Deutschland umzugestalten, auch dem Ziel, deutsche Anlagen nicht schlechter zu stellen und die Akzeptanz der Förderung in Deutschland zu erhalten. Daneben muss in der Rechtsverordnung geregelt werden, wer künftig der Anspruchsgegner ist, der die Auszahlung der finanziellen Förderung an den Anlagenbetreiber vornimmt. Da die Anlagen nicht an das Netz im Bundesgebiet angeschlossen sind, kann auch kein Netzbetreiber nach § 19 oder 50 EEG 2014 zur Auszahlung verpflichtet werden. Hierfür bedarf es einer Sonderregelung, wer in Deutschland dem Betreiber der Anlagen im EU-Ausland die finanzielle Förderung auszahlt und wie demjenigen die Kosten erstattet werden.

Daneben eröffnen die Nummer 3 bis 5 weitere Möglichkeiten zu Abweichungen von den Regelungen im EEG, die erforderlich sein können, um das Fördersystem für Strom aus Anlagen im EU-Ausland zu öffnen.

Zu Absatz 3:

Absatz 3 regelt den Fall, dass das Prinzip der gegenseitigen Kooperation umgesetzt wird, indem neben der Förderung von Anlagen in anderen Mitgliedstaaten durch das EEG auch die Förderung von Anlagen in Deutschland durch einen anderen Mitgliedstaat vorgesehen wird. Spiegelbildlich zum Fall des Absatzes 2 setzt eine solche Kooperation einen völkerrechtlichen Vertrag oder ein Verwaltungsabkommen mit dem anderen Mitgliedstaat voraus. Wenn Anlagen in Deutschland durch das Fördersystem eines anderen Mitgliedstaates gefördert werden, muss jedoch zur Vermeidung einer Doppelförderung dem Verordnungsgeber ermöglicht werden, den Förderanspruch nach dem EEG wegfallen zu lassen oder zumindest, soweit ein Anspruch aus dem Ausland besteht, zu reduzieren. Zudem müssen auch Abweichungen von der Härtefallregelung nach § 15 EEG 2014 möglich sein. Letztere ist integraler Bestandteil der Gesamtkonzeption der Förderung und der Netzintegration. Ob und durch wen entsprechende Entschädigungen gezahlt werden, muss in der Kooperationsvereinbarung zwischen Deutschland und dem anderen Mitgliedstaat bestimmt werden und in der Rechtsverordnung entsprechend nachvollzogen werden können.

Zu Absatz 4

Absatz 4 Nummer 1 ermächtigt die Bundesregierung, festzulegen, dass abweichend von den §§ 53 und 85 Absatz 1 und 2 EEG 2014 anstelle der Bundesnetzagentur die Ausschreibungen durch eine andere juristische Person des öffentlichen oder privaten Rechts durchgeführt werden.

Nach Absatz 4 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 oder Absatz 2 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 EEG 2014 gegenüber den §§ 64a und 64b EEG 2012 vollziehen die neuen Ressortzuständigkeiten. Zudem entfällt in § 86 Absatz 1 EEG 2014 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 EEG 2014 nicht berührt.

Zu § 88 (Verordnungsermächtigung zum Ausgleichsmechanismus)

§ 88 EEG 2014 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 EEG 2014 wird unter Berücksichtigung der bereits in § 6 EEG 2014 enthaltenen wesentlichen Regelungen zum Anlagenregister gegenüber § 64e EEG 2012 weiterentwickelt, um die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 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 EEG 2014 geregelten Angaben sowie zur Bestimmung weiterer an das Anlagenregister zu übermittelnder Angaben ermächtigt, die für die Zwecke nach § 6 Absatz 1 Satz 2 EEG 2014 erforderlich sind. Eine Aufzählung von Angaben, die insbesondere als solche weiteren Angaben einschlägig sind, ist in den Buchstaben a bis e enthalten. Daneben können Regelungen zur näheren Spezifizierung im Hinblick auf Art, Formate, Umfang und Aufbereitung der Daten getroffen werden.

Nummer 2 greift die bereits in § 64e Nummer 3 Buchstabe b EEG 2012 enthaltene Ermächtigung auf. Ermächtigt wird zur Bestimmung der übermittlungspflichtigen Person im Hinblick auf die weiteren, nicht bereits nach § 6 Absatz 2 EEG 2014 vom Anlagenbetreiber zu übermittelnden Angaben. In der Regel wird dies ebenfalls der Anlagenbetreiber sein. Da für die Zwecke des § 6 Absatz 1 Satz 2 EEG 2014 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. Neben Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber können auch weitere Personen als Adressaten der Übermittlungspflicht in Frage kommen, etwa öffentliche Stellen oder sonstige Personen.

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.

Nummer 4 enthält 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 EEG 2014 notwendige hohe Validität der im Anlagenregister gespeicherten Daten zu gewährleisten.

Mit der neuen Ermächtigungsgrundlage in Nummer 5 können die in § 21 EEG 2014 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 EEG 2014 vorzusehen.

Nummer 6 Buchstabe a entspricht § 64e Nummer 3 Buchstabe d EEG 2012. Mit der Ermächtigung nach 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 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 EEG 2014 auf Regelungen zum Verhältnis der Übermittlungs- und Veröffentlichungspflichten nach §§ 66 bis 69 EEG 2014 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 EEG 2014 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. Der Zugang zu den im Anlagenregister gespeicherten Daten ermöglicht es insbesondere Netzbetreiben, ihrer Verpflichtung zur Erweiterung der Netzkapazität nach § 12 EEG 2014 effizient nachzukommen. Anhand der Daten ist es dem Netzbetreiber deutlich besser möglich, sein Netz auf die neu hinzukommenden Anlagen auszulegen. Er kann, die jeweils wirtschaftlich effizienteste Möglichkeit zu nutzen, um die Netzkapazität zu erweitern, beispielsweise statt der Erweiterung des Netzes selbst, andere Betriebsmittel einzusetzen, etwa einen regelbaren Ortsnetztransformator. Dafür ist es erforderlich, insbesondere den Standort, Energieträger und installierte Leistung der Anlage genau zu kennen. Eine genaue Standortauflösung ist erforderlich, da eine Beschränkung beispielsweise auf postleitzahlengenaue Darstellung den

spezifischen Zuständen an den jeweiligen Netzsträngen nicht Genüge tun kann. Innerhalb eines Postleitzahlengebiets sind die Netztopologie und die daran jeweils angeschlossen Betriebsmittel oftmals sehr unterschiedlich. Informationen zum Energieträger sind nötig, um das Einspeiseprofil der Anlage in das jeweilige Netzgebiet sinnvoll prognostizieren zu können. Die dadurch mögliche maßgeschneiderte Auslegung des Netzes birgt weitreichende Möglichkeiten, die Integration erneuerbarer Energien und die Gewährleistung der Systemsicherheit möglichst kostengünstig zu erreichen. Dies entspricht auch den Kosteneffizienzzielen nach § 1 Absatz 1 EEG und § 1 Absatz 1 EnWG.

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. Weiterhin ist der Erhalt der Daten für Umwelt- und Naturschutzbehörden, insbesondere das Umweltbundesamt und das Bundesamt für Naturschutz, erforderlich, um ihre gesetzlichen Aufgaben im Bereich von Umwelt-, Natur- und Klimaschutz und der entsprechenden wissenschaftlichen Beratung der Bundesregierung angemessen wahrnehmen zu können. Dies beinhaltet beispielsweise die Kenntnis darüber, in welchen Schutzgebieten in welchem Umfang welche Anlagen zugebaut werden. Daraus lassen sich auch Schlüsse über etwaige Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf Flora und Fauna in den betroffenen Gebieten ziehen. Aus den genannten Gründen benötigen auch die entsprechenden Landesbehörden die registrierten Daten. Zudem können Landesministerien anhand der Daten ersehen, inwieweit die Klima- und Energieziele des jeweiligen Landes eingehalten werden oder ob dafür weitere Maßnahmen zu ergreifen 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 EEG 2014 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 EEG 2014 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 die Überführung den Übergang des Anlagenregisters in ein noch zu schaffendes Gesamtanlagenregister bei der Bundesnetzagentur nach § 53b EnWG einschließlich der Wahrnehmung der Aufgaben nach § 6 Absatz 1 Satz 2 EEG 2014 durch das Gesamtanlagenregister zu regeln. Das Anlagenregister ist, wie in § 6 Absatz 4 Satz 2 EEG 2014 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 EEG 2014 durch das Gesamtanlagenregister zu treffen. Zweck dieser Ermächtigung ist es, parallel existierende Register und damit einhergehende redundante Meldepflichten mit einer 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 EEG 2014 weitgehend gestrichen.

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 Verordnungsermächtigung auf Grund der nunmehr voranschreitenden Normung mittelfristig entfallen.

Zu § 92 (Gemeinsame Bestimmungen)

Die Änderungen in § 92 EEG 2014 gegenüber § 64h Absatz 2 und 3 EEG 2012 sind redaktionelle Folgeänderungen auf Grund der Änderungen durch die §§ 89, 90 und 91 EEG 2014 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 EEG 2014 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.

Die Bundesregierung wird sich in ihrem nächsten Erfahrungsbericht auch mit der Frage auseinandersetzen, ob es auf der ersten Stufe des Wälzungsmechanismus Bedarf für eine bessere Überwachung der Einhaltung der Vorschriften des EEG gibt, und ggf. hierzu Handlungsempfehlungen vorlegen.

Zu § 94 (Monitoringbericht)

§ 94 EEG 2014 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 EEG 2014 darstellen (Nummer 1); dies umfasst auch einen Bericht über den Ausbaupfad nach § 3 EEG 2014. Ferner soll im Monitoringbericht künftig dargestellt werden, inwieweit die Grundsätze des § 2 EEG 2014, 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 EEG 2014, 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 EEG 2014 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 EEG 2014 darzustellen.

Zu § 95 (Ausschreibungsbericht)

Die gesetzliche Berichtspflicht der Bundesregierung gegenüber dem Bundestag gemäß § 95 EEG 2014 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 EEG 2014 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 EEG 2014 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 EEG 2014, 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 EEG 2014. Auch soll nach Satz 2 Nummer 1 das erforderliche Mengengerüst für die Erreichung der Ausbauziele nach § 1 Absatz 2 EEG 2014 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 Pa-

ragrafen in drei Vorschriften aufgeteilt: Allgemeine Übergangsbestimmungen (§ 96 EEG 2014), Übergangsbestimmungen für Strom aus Biomasse (§ 97 EEG 2014) und weitere Übergangsbestimmungen (§ 98 EEG 2014).

Zu § 96 (Allgemeine Übergangsbestimmungen)

Zu Absatz 1

§ 96 EEG 2014 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

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 EEG 2014 und Regelungen zu den Rechtsfolgen von Verstößen gegen die technischen Anforderungen nach § 9 EEG 2014 (ehemals § 6 EEG 2012) nicht für Anlagen gelten, die vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb genommen wurden. Die Rechtsfolgen bei Verstößen richten sich nach altem Recht. Der Verweis auf § 6 Absatz 6 EEG 2012 ist ein Rechtfolgenverweis, das heißt, bei Verstößen von Bestandsanlagen gegen die Pflichten des § 9 EEG 2014 bestimmen sich die Rechtsfolgen dieser Verstöße nach § 6 Absatz 6 EEG 2012.

Zu Nummer 3

Nummer 3 regelt, dass § 24 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2014 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 Anlagenregis-

terverordnung, auf die § 24 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2014 verweist, sind Betreiber von Bestandsanlagen nicht verpflichtet, diese beim Anlagenregister registrieren zu lassen. Um die Sanktionswirkung von § 24 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2014 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 EEG 2014 einen Rechtsfolgenverweis an, nämlich die Verringerung des anzulegenden Wertes auf null. Die Meldepflicht für Leistungserhöhungen nach § 24 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2014 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 EEG 2014 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 direkt vermarkten 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 EEG 2014 für Bestandsanla-

gen größenunabhängig den Anspruch auf eine Einspeisevergütung. § 35 Absatz 3 Halbsatz 2 EEG 2014 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 bzw. 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 Flexibilitätsprämie 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 statt des § 66 Absatz 1 Nummer 11 EEG 2012 nunmehr §§ 50 und 52 EEG 2014 in Verbindung mit Anlage 3 zu diesem Gesetz einschließlich der Einschränkung des Deckels für die Nutzung der Flexibilitätsprämie nach § 52 EEG 2014 anzuwenden sind, unabhängig davon, ob sie die Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG 2012 bereits genutzt haben oder nicht. 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 Nummer 5, 7 und 8 EEG 2014 ist 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 Geregelte. 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.

Der nach Buchstabe c nicht mehr anwendbare § 66 Absatz 13 und 13a EEG 2012 hat keinen Anwendungsbereich mehr. § 66 Absatz 15 EEG 2012 wird durch § 58 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 EEG 2014 ersetzt.

Nummer 9 Buchstabe d ordnet an, dass § 9 Absatz 4 EEG 2014 auch für Anlagen gilt, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind.

Nummer 9 Buchsstabe e ordnet die Anwendbarkeit des § 22 Satz 2 EEG 2014 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 EEG 2014 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 ge-

nommene Anlagen Geltung entfaltet. 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 anderseits der Absicherung der Investoren, da sie diesen ein Höchstmaß an Planungssicherheit bietet. Hintergrund für die dennoch angezeigte gesetzliche Klarstellung sind Ausführungen des BGH in der Begründung seines Urteils vom 23. Oktober 2013, mit dem der BGH grundsätzlich die auch bislang schon vorherrschende Rechtsauffassung zum sogenannten „weiten Anlagenbegriff“ bestätigt hat. Nach dem „weiten Anlagenbegriff“ im Sinne des § 3 Nummer 1 EEG 2009 und EEG 2012 ist für die Vergütungshöhe und -dauer auf die Inbetriebnahme der jeweiligen (Gesamt-)Anlage und nicht auf die jeweilige Inbetriebsetzung einzelner Generatoren einer Gesamtanlage abzustellen. Ausführungen des BGH in der Begründung des Urteils, die diesen sinnvollen und der herrschenden Rechtsauffassung entsprechenden Urteilstenor wieder in Frage zu stellen scheinen, haben allerding zu Verunsicherung darüber 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. Die Anwendbarkeit des § 22 Satz 2 EEG 2014 auch auf bestehende Anlagen dient

somit lediglich der Klarstellung eines auch bislang schon anerkannten Verständnisses vom Regelungsgehalt des Vorgängerregelungen des § 22 Satz 2 EEG 2014. 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 EEG 2014 wird die neugefasste Regelung des § 5 Nummer 21 Halbsatz 1 EEG 2014 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-Blockheizkraftwerke) und erst nach dem Inkrafttreten dieses Gesetzes auf einen Betrieb ausschließlichen 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 – nichtförderfähigen 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 Blockheizkraftwerk, 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 Blockheizkraftwerk, 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 Bestandsanla-

gen. 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 Stichtags 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 Beihilfeverfahrens 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 Absatz 4

Die bisher in § 66 Absatz 1 Nummer 14 EEG 2012 geregelte Sanktion bei einem Verstoß gegen die Systemstabilitätsverordnung wird in Absatz 4 überführt und bleibt inhaltlich weitgehend unverändert. Die Sanktion knüpft weiterhin daran an, dass die Nachrüstung nach einer Frist nicht durchgeführt wird. Bislang war in § 66 Absatz 1 Nummer 14 EEG 2012 geregelt, dass diese Frist vom Netzbetreiber gesetzt worden sein muss. In Absatz 4 wird diese Einschränkung aufgehoben, so dass die Sanktion der Reduzierung der finanziellen Förderung auf null eintreten kann, wenn die Umrüstung nach einer vom Netzbetreiber gesetzten oder nach einer in der Systemstabilitätsverordnung gesetzten Frist nicht durchgeführt worden ist.

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 (Höchstbemes-

sungsleistung) 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. Als Höchstbemessungsleistung gilt nach Satz 2 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. Biogasanlagen erreichen ihre Nennleistung allerdings oft erst nach längerer Einfahrzeit. Da Biogasanlagen ihre Nennleistung allerdings oft erst nach längerer Einfahrzeit erreichen, wird die Höchstbemessungsleistung bei jüngeren Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2011 und vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen wurden, nach Satz 3 pauschalierend ermittelt, um unbillige wirtschaftliche Nachteile 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.

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 Ki-

lowattstunde 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 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 2 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 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 Übergangvorschrift des § 98 EEG 2014 den notwendigen Vertrauensschutz gewährleisten.

Nach § 98 EEG 2014 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. EEG 2014 erhalten.

Bei Windenergieanlagen auf See 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 1. Januar 2017 eine unbedingte Netzanschlusszusage oder eine Kapazitätszusage erhalten haben.

Zu § 99 (Weitere Übergangsbestimmungen)

Zu Absatz 1

Absatz 1 setzt § 9 Absatz 1 Satz 2 EEG 2014 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 hohegroße 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 EEG 2014 klargestellt, dass auch in diesem Fall die Voraussetzungen des § 9 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 und 2 EEG 2014 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 EEG 2014 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 EEG 2014 auf Bestandsanlagen erstreckt und gilt auch rückwirkend. Ausgenommen hierfür sind alle Rechtsstreitigkeiten zwischen Anlagenbetreibern und Netzbetreiber, die bis zum Tag des Kabinettstermins für diesen Gesetzentwurf (8. April 2014) anhängig waren oder rechtskräftig entschieden worden sind, soweit die Rechtsfrage 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 § 99 Absatz 1 EEG 2014 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 Grünstromprivilegs 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 EEG 2014 – mit Ausnahme des § 61 Absatz 1 Nummer 2 und Absatz 5 Satz 2 - ausschließlich zur Anwendung kommen. Statt des § 61 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2014 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 2 EEG 2014 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 EEG 2014, 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 EEG 2014 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 EEG 2014 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 Ausgleichmechanismus 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 durch Satz 1 begrenzt. 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 entfalten, wenn in geringerem Maße Rückflüsse auf das EEG-Konto erfolgen würden als ohne die Begrenzung nach Satz 1. Der Regelung käme insoweit eine echte Rückwirkung zu. Die Regelung ist aber erforderlich, um einzelne Unternehmen nicht mit erheblichen Nachforderungen zu belasten, die sie in ihre bisherige Preiskalkulation nicht einstellen konnten. Die Rückwirkung wäre zudem deshalb gerechtfertigt, weil sie nur zu einer allenfalls unwesentlichen Erhöhung der EEG-Umlage für die übrigen Stromverbraucher führen würde. Es kann aufgrund der bis zur Regelung bestehenden Rechtsunsicherheit schon nicht festgestellt werden, wann ohne die Regelung in welcher Höhe tatsächlich Nachzahlungen für die Bahnkraftwerksstrommengen 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 EEG 2014 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 verstetigt.

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 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 49 EEG 2014 und – im Fall der Ausschreibung eines anzulegenden Wertes - § 53 EEG 2014 bereits implizit enthalten ist. Die Abkürzung für den anzulegenden 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 ist, 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 Netzbetreiber 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 § 14 EEG 2014 entschädigt werden (§ 15 EEG 2014), sollen solche Reduzierungen nicht zu einer Ver-

längerung der Anfangsförderung führen. Um dies zu erreichen, müssen sie bei der Anwendung des Referenzertrages berücksichtigt werden, was nunmehr klargestellt wird.

Zu Anlage 3

Zu Anlage 3 (Voraussetzungen und Höhe der Flexibilitätsprämie)

Anlage 3 regelt die weiteren Anspruchsvoraussetzungen und die Berechnungsmethodik zur Höhe der Flexibilitätsprämie für bestehende Anlagen nach § 52 EEG 2014. Dabei entsprechen Voraussetzungen und Berechnungsmethodik für die Flexibilitätsprämie weitgehend den Regelungen in § 33i EEG 2012 und Anlage 5 zum EEG 2012.

Nummer I regelt die Anspruchsvoraussetzungen der Flexibilitätsprämie und entspricht weitgehend der Regelung zur bisherigen Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG 2012. Der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie kann ausschließlich von bestehenden Anlagen geltend gemacht werden, die bereits vor Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb waren, wobei der Anspruch grundsätzlich unabhängig davon besteht, ob die Anlage bereits vor dem 1. August 2014 die Flexibilitätsprämie nach EEG 2012 in Anspruch genommen hat oder noch nicht. Die Flexibilitätsprämie erfährt gegenüber dem bisherigen § 33i Absatz 1 Nummer 1 EEG 2012 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 I.1 Buchstabe a). 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 (ebenfalls Nummer I.1 Buchstabe a). Nummer I.5 in Verbindung mit entsprechenden Regelungen der Anlagenregisterverordnung begrenzt den Anspruch auf die Flexibilitätsprämie für zusätzliche installierte Leistung, um die die bestehenden Anlagen erst nach dem 31. Juli 2014 insgesamt erweitert werden, auf einen Gesamthöchstwert zusätzlich förderbarer installierter Leistung von 1 350 Megawatt. Dieser „Flexibilitätsprämien-Deckel“ bezieht sich nur auf zukünftige neue zusätzlich installierte Leistung, eine weitergehende Flexibilisierung bestehender Anlagen durch Reduzierung der Stromerzeugungsmenge bleibt hiervon folglich unberührt und ist nicht auf den Deckel von

1 350 Megawatt anzurechnen. Für zusätzliche installierte Leistung, die in dem Kalendermonat nach der erstmaligen Veröffentlichung eines aggregierten Zubaus von 1 350 Megawatt aus Erhöhungen der installierten Leistung seit dem 31. Juli 2014 bei dem Anlagenregister registriert wird, besteht kein Anspruch auf die Flexibilitätsprämie mehr.

Nummer II regelt die Höhe der Flexibilitätsprämie und entspricht weitgehend der Regelung zur Berechnung der bisherigen Flexibilitätsprämie nach der Anlage 5 zum EEG 2012, die lediglich redaktionell angepasst wurde.

Zu Anlage 4

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

Zu Artikel 2 (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.

Artikel 3 (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.

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 (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 (§ 12e Absatz 3 EnWG)

Der Regelungsgehalt des § 12e Absatz 3 wird in § 2 Absatz 2 des Bundesbedarfsplangesetzes überführt.

Zu Nummer 3 (§ 12f EnWG)

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

Zu Nummer 4 (§ 17d EnWG)

Die Änderungen in § 17d EnWG dienen in erster Linie einer verbindlichen Mengensteuerung des Ausbaus von Windenergieanlagen auf See. Darüber hinaus ergeben sich 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. Ziel ist die Erreichung von 6,5 GW installierter Offshore-Leistung in 2020. 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.

Die Erfahrungen im Bereich der Offshore-Windenergie haben gezeigt, dass es sich um eine noch junge Technologie handelt, bei der Investoren bis zur endgültigen Realisierung der Projekte eine Vielzahl von Erfahrungen sammeln. Im Rahmen der Projektentwicklung wurden zum Teil aussichtsreiche Projekte zeitlich deutlich verschoben bzw. Investitionsentscheidungen zurückgestellt. Um 6,5 GW in 2020 zu erreichen, bedarf es vor dem Hintergrund der bisher gesammelten Erfahrungen zumindest bis Ende 2017 einer höheren Menge an Netzanschlusskapazitäten als den 6,5 GW. Insofern kann die Bundesnetzagentur nach § 118 Absatz 14 EnWG bis zum 31. Januar 2018 Netzkapazitäten in einer Größenordnung vergeben,

die bis zu 1,2 GW das Ausbauziel von 6,5 GW übersteigen, wenn es für die Zielerreichung von 6,5 GW erforderlich ist.

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 vorauszugehen, 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 in Satz 4 vorgesehene Schriftform kann bei einer elektronischen Übermittlung auf Grundlage des § 3a Abs. 2 VwVfG durch die elektronische Form ersetzt werden.

Die Erlöse des Versteigerungsverfahrens oder eines anderen Zuweisungsverfahrens sind von den Übertragungsnetzbetreibern als Einnahmen zugunsten der EEG-Umlage zu vereinnahmen.

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 außerhalb des Zuweisungsverfahrens nach den Absätzen 3 und 4 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. Das Verfahren der Kapazitätsverlagerung kann durch Festlegung nach Absatz 8 Nummer 3 näher ausgestaltet werden.

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 ausgeweitet. Mit der Möglichkeit der Kapazitätsentziehung soll sichergestellt werden, dass in 2020 das Ziel von 6,5 GW installierter Leistung aller Windenergieanlagen auf See erreicht werden kann. Die Regulierungsbehörde kann 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 Möglichkeit, 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. Der Entzug erfolgt bis zum 1. Januar 2018 insbesondere dann, wenn die zu entziehende Kapazität zur Sicherstellung der Zielerreichung der 6,5 GW bis 2020 benötigt wird und insofern in einem diskriminierungsfreien Verfahren neu vergeben werden sollte. Die Regulierungsbehörde kann eine Kapazitätsentziehung vorläufig zurückstellen oder z. B. bei geringer Terminüberschreitung oder höherer Gewalt vollständig von dieser absehen.

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.

Zu Absatz 8

Mit der Regelung in Absatz 8 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 5 (§ 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 den Buchstaben c und d

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

Zu Nummer 6 (§ 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 7 (§ 17j EnWG)

Die Änderung erfolgt auf Grund der geänderten Ressortzuständigkeit.

Zu Nummer 8 (§ 43 Satz 1 EnWG)

Zu Buchstabe a (Nummer 3)

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 Buchstabe b (Nummer 5)

Durch Einfügung der Nummer 5 wird das Erfordernis der Planfeststellung nach § 43 auf die im Bundesbedarfsplan identifizierten Pilotprojekte für eine verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernung ausgedehnt. Dies gilt nicht für die im Bundesbedarfsplan mit „A1“ oder „A2“ als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichneten Pilotprojekte, für die nach § 2 Absatz 2 des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz in Verbindung mit der Planfeststellungszuweisungsverordnung ein Planfeststellungsverfahren durch die Bundesnetzagentur nach Maßgabe des 3. Abschnitts des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz durchgeführt wird.

Zu Nummer 9 (§ 49 EnWG)

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

Zu Nummer 10 (§ 53b EnWG)

§ 53b wird neu eingefügt. Hierin wird eine Ermächtigungsgrundlage für ein Gesamtanlagenregister geschaffen. Zur besseren Gewährleistung und Überwachung der Versorgungssicherheit, insbesondere des sicheren Betriebs von Energieversorgungsnetzen, zur Vereinfachung bestehender Meldepflichten sowie Unterstützung des Monitorings zur Versorgungssicherheit soll das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie durch Rechtsverordnung ein umfassendes Register einführen können, in diesem können sämtliche Erzeugungsanlagen, Speicher, systemrelevante Verbrauchseinrichtungen sowie deren Anschlussnetzbetreiber und Bilanzkreisverantwortliche sowie gewerbliche und industrielle Letztverbraucher 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 dem 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. Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien an der deutschen Energieversorgung wird das Energieversorgungssystem insgesamt vor neue Herausforderungen gestellt. Dies betrifft wesentlich auch die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und hier insbesondere den weiterhin sicheren Betrieb von Energieversorgungsnetzen. So wird die steigende Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien etwa zunehmend Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Systembilanz erfordern. Im Interesse eines effizienten Energieversorgungssystems bietet es sich dafür an, die bereits vorhandenen Flexibilitätsoptionen so weit wie möglich auszuschöpfen. Notwendige Voraussetzung dafür ist eine gute Kenntnis insbesondere über die vorhandenen Erzeugungsanlagen, Speicher und regelbaren Lasten. Hier besteht im Vergleich zur derzeitigen Informationslage noch deutlicher Verbesserungsbedarf. Je besser hier die Informationslage ist, desto effizienter können Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber auch das Instrumentarium nach den §§ 13 und 14 EnWG nutzen. Die damit ermöglichte breitere Nutzung von netz- und marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 EnWG kann auch dazu führen, dass die Netzbetreiber seltener Maßnahmen nach § 13 Absatz 2 EnWG ergreifen müssen, die für die betroffenen Akteure deutlich invasiver sind. 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 4 sowie § 90 Nummer 14 EEG 2014 greifen dies auf, indem sie die Übertragung des EEG-Anlagenregisters auf ein Gesamtanlagenregister nach § 53b 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 Ver-

sorgungssicherheit 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. Der Bedarf 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 für die Abwicklung von Stromlieferungen nach Maßgabe der Stromnetzzugangsverordnung 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 4 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 der Kreis der die zur Übermittlung der Angaben Verpflichteten geregelt werden. Hierfür kommen insbesondere die Betreiber von Anlagen zur Erzeugung und Speicherung von elektrischer Energie, von steuerbare Verbrauchseinrichtungen, industrielle und gewerbliche Letztverbraucher, die Betreiber der Energieversorgungsnetzen, Bilanzkreisverantwortliche sowie Gaslieferanten, Gasversorgungsnetzbetreiber und die Betreiber von Speicheranlagen in Frage.

Nach Buchstabe c können die Fristen sowie Anforderungen an die Art, die Formate und den Umfang der zu übermittelnden Daten geregelt werden.

Nach Buchstabe d 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 e 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. Durch die Veröffentlichung kann nachvollzogen werden, wie mit Voranschreiten der Energiewende die Versorgungssicherheit auf welche Weise gewährleistet wird, insbesondere welche und in welchem Umfang Kapazitäten für netz- und marktbezogene Maßnahmen der Netzbetreiber zu Verfügung stehen. Umweltrelevante Daten sind nach § 10 Umweltinformationsgesetz der Öffentlichkeit zugänglich zu machen. Dieser Pflicht wird durch die Internetveröffentlichung genüge getan. Bei den Veröffentlichung muss der Datenschutz hinreichend gewährleistet 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 Erfassung 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 erforderli-

chen 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 hinreichend begegnen zu können, die an ein für den sich rasch wandelnden Energiemarkt sinnvolles Register zu stellen sind.

Zu Nummer 11 (§ 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 12 (§ 91 EnWG)

Durch die Einfügung neuer Gebührentatbestande 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 13 (§ 117a Satz 1 EnWG)

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

Zu Nummer 14 (§ 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 zwei Übergangsvorschriften.

Aus Gründen des Vertrauensschutzes ist in Absatz 13 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.

Die Erfahrungen im Bereich der Windenergie auf See haben gezeigt, dass es sich um eine noch junge Technologie handelt, bei der Investoren bis zur endgültigen Realisierung der Projekte eine Vielzahl von Erfahrungen sammeln. Im Rahmen der Projektentwicklung wurden zum Teil aussichtreiche Projekte zeitlich deutlich verschoben bzw. Investitionsentscheidungen zurückgestellt. Um 6,5 GW installierte Leitung aller Windenergieanlagen auf See in 2020 zu erreichen, bedarf es vor dem Hintergrund der bisher gesammelten Erfahrungen zumindest bis Ende 2017 einer höheren Menge an Netzanschlusskapazitäten als den 6,5 GW. In-

sofern kann die Bundesnetzagentur nach § 118 Absatz 14 EnWG bis zum 31. Januar 2018 Netzkapazitäten in einer Größenordnung vergeben werden, die bis zu 1,2 GW das Ausbauziel von 6,5 GW übersteigen, wenn es für die Zielerreichung von 6,5 GW in 2020 erforderlich ist.

Zu Nummer 15 (§§ 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 7 (Änderung der Stromnetzentgeltverordnung)

Die Änderung in § 18 Absatz Satz 3 Nummer 1 StromNEV dient der sprachlichen Anpassung der Vorschrift an die geänderte Regelungsstruktur 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 8 (Änderung der Stromnetzzugangsverordnung)

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

Zu Artikel 9 (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 10 (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 Neunummerierung des EEG an.

Zu Artikel 11 Bundesbedarfsplangesetz

Zu Nummer 1

Mit Blick auf eine größere Flexibilität bei der Planung und Realisierung von Netzausbauvorhaben und eine Steigerung der Akzeptanz für Ausbaumaßnahmen wird die Möglichkeit der Verkabelung auf technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten für alle im Bundesbedarfsplan mit „B“ gekennzeichneten Pilotprojekte als technische Alternative vorgesehen, damit zügiger Erfahrungen insbesondere zur wirtschaftlichen und technischen Einsetzbarkeit von Erdkabeln bei den Pilotprojekten für eine verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernung gesammelt werden können. Über die gewonnenen Erfahrungen mit Blick auf die technische Durchführbarkeit, Wirtschaftlichkeit und Umweltauswirkungen sind im Rahmen des Berichts nach § 3 entsprechende Bewertungen vorzunehmen. Über die gewonnenen Erfahrungen mit Blick auf die technische Durchführbarkeit, Wirtschaftlichkeit und Umweltauswirkungen sind im Rahmen des Berichts nach § 3 entsprechende Bewertungen vorzunehmen. Um dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen, ist bei Vorhaben oder Abschnitten von Vorhaben, die mit bestehenden oder bereits zugelassenen Hoch- oder Höchstspannungsfreileitungen gebündelt werden sollen, eine Erdverkabelung ausgeschlossen. Damit wird sichergestellt, dass der Einsatz von Erdkabeln nur außerhalb von Bündelungsmöglichkeiten bei einem Neubau in neuer Trasse in Betracht gezogen wird. Unter Bündelung ist neben dem Ersatzneubau beziehungsweise dem Aus- und Zubau in bestehender Trasse

auch die Errichtung unmittelbar neben, das heißt in engem räumlichen Zusammenhang (zum Beispiel bei angrenzenden Schutzstreifen) zu einer Hoch- oder Höchstspannungsfreileitung zu verstehen. Die Voraussetzungen für eine Teilverkabelung, insbesondere die Abstandsvorschriften von einer Wohnbebauung, richten sich nach § 2 Absatz 2 des Energieleitungsausbaugesetzes. Über den Einsatz von Erdkabeln entscheidet die für die Zulassung des Vorhabens zuständige Behörde unter Berücksichtigung der technischen und wirtschaftlichen Effizienz. Für Seekabelfortführungen gelten weiterhin die Vorgaben des § 43 Satz 1 Nummer 3 und 4 des Energiewirtschaftsgesetzes.

Zu Nummer 2

Die Änderung der Anlage stellt eine Folgeänderung zur Erweiterung der Möglichkeit zur teilweisen Erdverkabelung auf alle Pilotvorhaben nach § 2 Absatz 2 Satz 1 dar.

Zu Artikel 12 (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. Der Anwendungsbereich des neuen Absatzes 2a erfasst nur die Neuerrichtung von Wasserkraftanlagen und gilt insbesondere nicht für die erneute Zulassung einer bislang betriebenen Wasserkraftanlage, deren Zulassung durch Fristablauf endete.

Zu Artikel 13 (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 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 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 14 (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 Regelungsstruktur 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 15 (Änderung des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes)

Artikel 15 ist eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Artikel 16 (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 17 (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 AusglMechV)

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 AusglMechV)

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 anbin-

dungspflichtigen 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 Paragrafen im EEG an.

Zu Nummer 3 (§ 7 Absatz 1 AusglMechV)

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 18 (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 einzuführende 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 Regist-

rierungspflichten 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 dieses Gesetz 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 19 (Änderung der Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung)

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

Nummer 1 vollzieht die Neunummerierung des EEG 2014 nach. In § 1 Absatz 1 Satz 1 und Absatz 3 AusglMechAV 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 AusglMechAV)

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 20 (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 21 (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 § 29 HkNDV in Bezug auf § 82 EEG 2014 (§ 62 EEG 2012). Zudem wird § 29 HkDNV in zwei Absätze aufgeteilt. Absatz 1 verweist auf § 82 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe b EEG 2014. Absatz 2 verweist auf § 82 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe c EEG 2014

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

Zu Artikel 22 (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 23 (Änderung der Anlageverordnung)

Die Änderung in § 2 Absatz 4 Nummer 3 AnlV 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 24 (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 Neunummerierung des EEG an.

Zu Artikel 25 (Inkrafttreten; Außerkrafttreten)

Artikel 25 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.

Anlage 1

Stellungnahme des Nationalen Normenkontrollrates gem. § 6 Abs. 1 NKR-Gesetz: Neuregelung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und der Anlagenregister-Verordnung (NKR-Nr.: 2814)

Der Nationale Normenkontrollrat hat den gesetzlichen Auftrag zu prüfen, ob in den Ausführungen zu einem Regelungsentwurf der Bundesregierung die erwarteten Kostenfolgen sowie relevante Regelungsalternativen und Evaluierungserwägungen methodengerecht und nachvollziehbar dargestellt wurden.

Mit Blick auf den vorgelegten Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (Stand 28. März 2014) stellt der Normenkontrollrat fest, dass die **Anforderungen** an eine hinreichende Abschätzung und Darstellung der Gesetzesfolgen entsprechend den Bestimmungen des NKR-Gesetzes **nicht erfüllt** sind.

Die bisherigen Ausführungen zum Gesetzentwurf enthalten weder eine Abschätzung der mit der EEG-Novelle einhergehenden Auswirkungen auf den **Erfüllungsaufwand** noch auf die **Weiteren Kosten** wie die **Strompreise** und die **EEG-Umlage**.

Bezüglich relevanter **Regelungsalternativen** – z. B. die vom Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung empfohlene technologieneutrale Förderung erneuerbarer Energien – weist der Entwurf lediglich darauf hin, dass diese geprüft und verworfen wurden. Eine methodengerechte und nachvollziehbare Darstellung im Hinblick auf ihre Kostenfolgen sowie Benennung wesentlicher Gründe für ihre Nichtberücksichtigung liegt nicht vor.

Mit dem vorgelegten Gesetzentwurf werden zentrale Weichen für die zukünftige Ausgestaltung und damit auch für das Gelingen der Energiewende gestellt. Die EEG-Novelle gehört ohne Zweifel zu den wichtigsten Vorhaben der Bundesregierung in dieser Legislaturperiode. Der Normenkontrollrat hat daher am 24. März 2014 gemäß § 5 Abs. 1 Nr. 2 NKR-Gesetz eine **eigene Anhörung** zu dem Gesetzentwurf durchgeführt. Sowohl in der Anhörung als auch in den Stellungnahmen von Ländern und Verbänden ist deutlich geworden, dass das Regelungsvorhaben erhebliche Auswirkungen auf die Kostenfolgen hat. Dies gilt in besonderem Maße für die Entwicklung der Strompreise aber auch für den Erfüllungsaufwand.

Fazit:

Mit Blick auf die Bedeutung des Vorhabens fehlt dem Gesetzgeber durch die fehlende Darstellung der Kostenfolgen und der Regelungsalternativen eine wichtige Entscheidungsgrundlage. Der Rat macht zu den Ausführungen zum Gesetzentwurf im Rahmen seines Mandats grundsätzliche Bedenken geltend, weil den Anforderungen des NKR-Gesetzes zur Gesetzesfolgenabschätzung und Alternativenprüfung nicht entsprochen wird.

Der Normenkontrollrat fordert den Bundesminister für Wirtschaft und Energie auf, die fehlenden Angaben zu Kostenfolgen sowie zur Alternativendarstellung und -bewertung zum frühestmöglichen Zeitpunkt dem Normenkontrollrat vorzulegen und in das parlamentarische Gesetzgebungsverfahren einzubringen.

Im Einzelnen:

Mit dem vorliegenden Regelungsvorhaben wird das Erneuerbare-Energien-Gesetz grundlegend novelliert. Wesentliche Ziele des Gesetzes sind

- die stetige Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien. Bis zum Jahr 2050 sollen erneuerbare Energien 80 Prozent des deutschen Bruttostromverbrauchs decken;
- die Durchbrechung der Kostendynamik der vergangenen Jahre und damit die Begrenzung des Anstiegs der Kosten für Stromverbraucher;
- Planungssicherheit für alle Akteure der Energiewirtschaft,
- stärkere Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt.

Zur Erreichung dieser Ziele sieht der Gesetzentwurf eine Reihe neuer Steuerungs- und Förderungsinstrumente vor. Teilweise werden bestehende Instrumente modifiziert oder erweitert. Sowohl die Stellungnahmen von Ländern und Verbänden als auch die vom NKR durchgeführte Anhörung verdeutlichen, dass die mit der Novelle vorgenommenen Änderungen nicht unerhebliche Auswirkungen auf den Erfüllungsaufwand und die Weiteren Kosten wie die Strompreise und die EEG-Umlage haben.

Das Ressort hat bisher nur die Kostenfolgen der Anlagenregisterverordnung dargestellt. Danach führt die Einführung des Registers für die Wirtschaft zu einem Erfüllungsaufwand von jährlich 450.000 Euro und einmalig 4.000 Euro. Für Bürgerinnen und Bürger hat das Regelungsvorhaben insofern Auswirkungen, als dass die Anlagenregisterverordnung auch eine Registrierungspflicht für Anlagen vorsieht, für deren Strom kein Anspruch auf

finanzielle Förderung besteht. Den daraus resultierenden Erfüllungsaufwand privater Anlagenbetreiber – und in diesem Sinne für Bürgerinnen und Bürger – hat das Ressort nicht separat ausgewiesen. Für die Verwaltung führt das Regelungsvorhaben nach Angaben des Ressorts zu jährlichen Mehrkosten von 985.000 Euro sowie einem einmaligen Erfüllungsaufwand von 933.000 Euro.

Eine Darstellung der Kostenfolgen aller weiteren Änderungen, die mit der Novelle einhergehen, liegt sowohl mit Blick auf den Erfüllungsaufwand als auch die Weiteren Kosten nicht vor. Hierzu zählen insbesondere die Auswirkungen

- des in § 3 festgelegten Ausbaupfades,
- der Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung,
- des Ausschreibungsmodells als neues Förderinstrument,
- der Einbeziehung von eigenverbrauchtem Strom in die EEG-Umlage,
- der geänderten Degressionsregeln und der Erweiterung des „Atmenden Deckels“ sowie
- der Änderungen der Besonderen Ausgleichsregelung.

Bezüglich relevanter Regelungsalternativen stellt das Ressort in den Ausführungen zum Gesetzentwurf dar, dass die Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien kostengünstiger erreicht werden. Dies sei auch Ergebnis der verschiedenen Studien, die die Bundesregierung im Zusammenhang mit dem EEG-Erfahrungsbericht vergeben hat. Weitergehende Alternativen – z. B. die Einführung eines Quotenmodells oder eine technologieneutrale Förderung – seien geprüft, aber gerade im Hinblick auf die Ziele und Grundsätze des Gesetzes verworfen worden.

Der Normenkontrollrat stellt zur Darstellung der Alternativen zunächst fest, dass ohne eine hinreichende Darstellung der o. g. Kostenfolgen bisher nicht nachvollziehbar ist, ob mit der vorliegenden EEG-Novelle die Ausbauziele kostengünstiger erreicht werden. Zudem liegen dem NKR bisher keine Ergebnisse zum Erfahrungsbericht bzw. den dem Bericht zugrunde liegenden Studien vor.

In der Diskussion zur Reform des EEG wird auch die Umstellung auf ein technologieneutrales Förderungssystem empfohlen. So spricht sich u. a. der Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung für diese weitergehende Alternative aus. Mit Blick auf die vom Sachverständigenrat zur Diskussion gestellten Einspareffekte in einer Größenordnung von 50 Mrd. Euro sind die Ausführungen im Gesetzentwurf zu dieser weitergehenden Alternative aus Sicht des Rates in keiner Weise hinreichend. Der Rat hält eine methodengerechte und

nachvollziehbare Darstellung im Blick auf die Kostenfolgen sowie eine umfassendere Benennung wesentlicher Gründe für die Nichtberücksichtigung dieser Alternative für erforderlich.

Dr. Ludewig	Schleyer
Vorsitzender	Berichterstatter

Anlage 2

Ergänzende Stellungnahme des Nationalen Normenkontrollrates gem. § 6 Abs. 1 NKR-Gesetz: Neuregelung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und der Anlagenregister-Verordnung (NKR-Nr.: 2814)

Der NKR hat am 4. April 2014 seine Stellungnahme gem. § 6 Abs. 1 NKRG zum EEG-Gesetzentwurf an das BMWi übersandt. Er hat darin die fehlende Darstellung u.a. des Erfüllungsaufwands, der sonstigen Kosten und der Darstellung und Bewertung von Alternativen kritisch angemerkt. Am Samstag den 5. April 2014 hat das BMWi einen überarbeiteten Gesetzentwurf übersandt, der nun Darstellungen zum Erfüllungsaufwand und den sonstigen Kosten enthält. Der Kabinetttermin für das Vorhaben ist Dienstag, der 8. April 2014.

Dieser äußerst kurze Zeitraum von weniger als drei Tagen (bzw. einem Werktag) macht eine Prüfung des dargestellten Erfüllungsaufwandes hinsichtlich der Vollständigkeit und Plausibilität für den Rat unmöglich.

Der Rat verweist auf seine beigefügte Stellungnahme vom 4. April 2014 und behält sich vor, nach eingehender Prüfung des Gesetzentwurfs erneut Stellung zu nehmen und diese dem Ressort, Bundesrat und Bundestag zu übersenden.

Dr. Ludewig	Schleyer
Vorsitzender	Berichterstatter