

Verordnung der Bundesregierung

Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV)

A. Problem und Ziel

Mit dem vorliegenden Verordnungsentwurf wird der bundesweite Ausgleichsmechanismus des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) weiterentwickelt und vereinfacht. Der nach dem EEG vergütete Strom aus erneuerbaren Energien soll finanziell und energiewirtschaftlich effizienter an die Verbraucherinnen und Verbraucher geleitet werden, als dies nach den Vorschriften des bundesweiten Ausgleichs derzeit geschieht. Anstatt Monatsbänder aufgrund von Jahres- und Monatsprognosen zu erstellen und diese an die Stromvertriebe zu liefern, wird der Strom künftig direkt an der Strombörse verkauft. Damit entfällt die physikalische Weitergabe von den Übertragungsnetzbetreibern an die Vertriebsunternehmen; die Vertriebe sind nicht mehr verpflichtet, den Strom von den Übertragungsnetzbetreibern abzunehmen. Die Differenz zwischen dem Verkaufserlös und der an die Anlagenbetreibenden gezahlten Vergütungen wird als Umlage von den Stromvertriebsunternehmen getragen.

Mit dieser Weiterentwicklung sollen die Nachteile des derzeitigen Ausgleichsmechanismus behoben werden: Zum einen führen die Differenzen zwischen vorheriger Prognose der EEG-Quote und deren tatsächlicher Höhe zu Risiken für alle Vertriebsunternehmen, die finanziell abgesichert werden müssen. Zum anderen entsteht bei den Übertragungsnetzbetreibern für die Umwandlung des nach EEG vergüteten Stroms in Monatsbänder ein erheblicher Aufwand, der zu höheren Netzentgelten führt. Zudem sind die Handelsgeschäfte, die die Übertragungsnetzbetreiber zur Herstellung der Monatsbänder tätigen, nach außen hin nicht transparent. Daneben wird der nach dem EEG vergütete Strom dem allgemeinen Strommarkt entzogen, da die Stromvertriebsunternehmen den Teil ihres Stroms, den sie als EEG-Quote abnehmen müssen, nicht frei am Markt beschaffen können. Die Umstellung des Ausgleichsmechanismus soll Aufwand und finanziellen Risiken sowie die daraus resultierenden Mehrkosten für alle Beteiligten minimieren.

B. Lösung

Erlass einer Rechtsverordnung gemäß § 64 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.

C. Alternativen

Keine

D. Finanzielle Auswirkungen auf die öffentlichen Haushalte

Die Vollzugskosten für den öffentlichen Haushalt sinken voraussichtlich leicht unter das bisherige Niveau, da das Verfahren transparenter wird und die Bundesnetzagentur als Überwachungsbehörde dadurch entlastet wird. Mit dem geplanten Wegfall der physikalischen Weitergabe muss die Bundesnetzagentur zwar weiterhin die finanzielle Weitergabe des Stroms und die Ermittlung der EEG-Umlage beaufsichtigen. Da jedoch der nunmehr für die nach dem EEG vergüteten Strommengen vorgesehene Vertriebsweg über die Strombörse transparent ist, muss die physikalische Verteilung des nach dem EEG vergüteten Stroms nicht mehr überwacht werden.

Vollzugaufwand für Länder und Gemeinden entsteht nicht.

E. Sonstige Kosten

Durch die Abschaffung der physikalischen Weitergabe wird das EEG-Gesamtsystem deutlich effizienter und damit auch günstiger für Netzbetreiber, Vertriebe sowie Verbraucherinnen und Verbraucher. Aufgrund der gesteigerten Transparenz und Prognosesicherheit ist zu erwarten, dass auch Sekundärkosten für interne Kontroll- und Sicherungsmechanismen sinken. Insbesondere entfallen durch den vorliegenden Verordnungsentwurf die erheblichen Mehrkosten für die Erstellung eines EEG-Bandes aufgrund von Jahres- und Monatsprognosen. Den Kostenvorteil durch den Wegfall dieser so genannten EEG-Veredelung könnten die Netzbetreiber künftig an die Stromvertriebe weiterreichen, was zu einer leichten Absenkung der Netzentgelte beitragen könnte. Insgesamt dürften dabei mindestens Kosten im oberen zweistelligen Millionenbereich wegfallen.

Auswirkungen auf die Einzelpreise, vor allem Strompreise, sind zumindest infolge des Rückgangs der Netzentgelte zu erwarten. Angesichts des besonderen Gewichts energiebezogener Güter und Dienstleistungen in den durchschnittlichen Gesamtausgaben der Haushalte und Unternehmen sind Auswirkungen auf das allgemeine Preisniveau und das Verbraucherpreisniveau nicht auszuschließen.

F. Bürokratiekosten

Der vorliegende Verordnungsentwurf leistet einen Beitrag zum Ziel der Bundesregierung, die Bürokratiebelastung aus gesetzlich veranlassten Informationspflichten zu reduzieren, da mit ihm eine Absenkung der Bürokratiekosten einhergeht.

a) Bürokratiekosten der Wirtschaft

Der vorliegende Verordnungsentwurf enthält drei neue Informationspflichten für die Wirtschaft. Weiterhin wird bei fünf bestehenden Informationspflichten der zu ihrem Vollzug notwendige Aufwand angepasst und im Ganzen verringert. Im Rahmen der Ex-ante-Schätzung ist mit dem vorliegenden Entwurf eine Nettoentlastung von 17 362,32 Euro zu erwarten.

b) Bürokratiebelastungen für Bürgerinnen und Bürger

Es werden keine Informationspflichten für Bürgerinnen und Bürger neu eingeführt, geändert oder aufgehoben.

c) Bürokratiekosten für die Verwaltung

Der Verordnungsentwurf enthält eine neue Informationspflicht für die Verwaltung.

BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND
DIE BUNDESKANZLERIN

Berlin, 27. Mai 2009

An den
Präsidenten des
Deutschen Bundestages
Herrn Dr. Norbert Lammert
Platz der Republik 1
11011 Berlin

Sehr geehrter Herr Präsident,

hiermit übersende ich die von der Bundesregierung beschlossene

Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus
(AusglMechV)

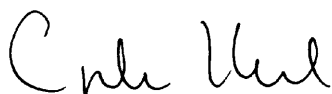
mit Begründung und Vorblatt.

Ich bitte, die Zustimmung des Deutschen Bundestages aufgrund des § 64 Absatz 3
des Erneuerbare-Energien-Gesetzes herbeizuführen.

Federführend ist das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und
Reaktorsicherheit.

Die Stellungnahme des Nationalen Normenkontrollrates gemäß § 6 Abs. 1 NKRG ist
als Anlage beigefügt.

Mit freundlichen Grüßen



Anlage 1

Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV)

Vom ...

Auf Grund des § 64 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074) verordnet die Bundesregierung mit Zustimmung des Bundestages:

§ 1 Grundsatz

Der bundesweite Ausgleich nach den §§ 34 bis 39 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist mit folgenden Maßgaben durchzuführen:

1. Die Übertragungsnetzbetreiber sind nicht verpflichtet, den Strom an die ihnen nachgelagerten Elektrizitätsversorgungsunternehmen durchzuleiten.
2. Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind nicht verpflichtet, Strom von dem für sie regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber abzunehmen und zu vergüten.
3. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, den Strom gemäß § 2 zu vermarkten.
4. Die Übertragungsnetzbetreiber können von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen Ersatz der erforderlichen Aufwendungen nach § 3 verlangen.

§ 2 Vermarktung

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, selbst oder gemeinsam den nach § 16 oder 35 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vergüteten Strom diskriminierungsfrei und transparent zu vermarkten. Diese Verpflichtung besteht nur bis zur Übertragung der Aufgabe auf Dritte auf der Grundlage der Rechtsverordnung nach § 11 Nummer 4.

(2) Die Vermarktung nach Absatz 1 darf nur am vortäglichen oder untertäglichen Spotmarkt einer Strombörse erfolgen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben zur bestmöglichen Vermarktung des Stroms die Sorgfalt eines ordentlichen und gewissenhaften Händlers anzuwenden. Dabei sind die Vorgaben der Bundesnetzagentur insbesondere zu Vermarktung, Handelsplatz, Prognoseerstellung, Beschaffung der Ausgleichsenergie, Transparenz- und Mitteilungspflichten einzuhalten.

§ 3 EEG-Umlage

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber können von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher liefern, anteilig Ersatz der erforderlichen Aufwendungen nach Maßgabe der folgenden Vorschriften verlangen (EEG-Umlage).

(2) Die EEG-Umlage ist transparent zu berechnen aus

1. der Differenz zwischen den prognostizierten Einnahmen nach Absatz 3 Nummer 1 und 3 für das folgende Kalen-

derjahr und den prognostizierten Ausgaben nach Absatz 4 für das folgende Kalenderjahr und

2. dem Differenzbetrag zwischen den tatsächlichen Einnahmen nach Absatz 3 und den tatsächlichen Ausgaben nach Absatz 4 zum Zeitpunkt der Berechnung.

Die EEG-Umlage für das folgende Kalenderjahr ist bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres auf den Internetseiten der Übertragungsnetzbetreiber zu veröffentlichen und in Cent pro an Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher gelieferter Kilowattstunde anzugeben; § 43 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes gilt entsprechend.

(3) Einnahmen sind

1. Einnahmen aus der vortägigen und untertägigen Vermarktung nach § 2,
2. Einnahmen aus Zahlungen der EEG-Umlage,
3. Einnahmen aus Zinsen nach Absatz 5 Satz 2,
4. Einnahmen aus der Abrechnung der Ausgleichsenergie für den EEG-Bilanzkreis und
5. Einnahmen entsprechend § 37 Absatz 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.

(4) Ausgaben sind

1. die Vergütungszahlungen nach § 16 oder § 35 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes,
2. Rückzahlungen entsprechend § 37 Absatz 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes,
3. Zahlungen für Zinsen nach Absatz 5 Satz 2,
4. notwendige Kosten für den untertägigen Ausgleich,
5. notwendige Kosten aus der Abrechnung der Ausgleichsenergie für den EEG-Bilanzkreis und
6. notwendige Kosten für die Erstellung von vortägigen und untertägigen Prognosen.

(5) Differenzbeträge zwischen Einnahmen und Ausgaben sind zu verzinsen. Der Zinssatz beträgt für den Kalendermonat 0,3 Prozentpunkte über dem Monatsdurchschnitt des Euro Interbank Offered Rate-Satzes für die Beschaffung von Einmonatsgeld von ersten Adressen in den Teilnehmerstaaten der Europäischen Währungsunion (EURIBOR) mit einer Laufzeit von einem Monat.

(6) § 37 Absatz 1 Satz 2, Absatz 2, 4 bis 6, die §§ 38 und 39 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes gelten entsprechend. § 37 Absatz 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist mit der Maßgabe anzuwenden, dass der tatsächliche Ausgleich der Vergütungszahlungen bis zum 30. September des auf die Einspeisung folgenden Jahres erfolgt. § 36 Absatz 1 bis 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes gilt für den Ausgleich der Einnahmen und Ausgaben entsprechend.

§ 4

Prognose der Einnahmen und Ausgaben

Die Prognosen nach § 3 sind nach dem Stand von Wissenschaft und Technik zu erstellen. Für die Prognose der Einnahmen nach § 3 Absatz 3 Nummer 1 ist der durchschnittliche Preis für das Produkt Phelix Baseload Year Future an der Strombörse European Energy Exchange AG in Leipzig für das folgende Kalenderjahr zu Grunde zu legen. Maßgeblich ist dabei der Handelszeitraum zwischen dem 1. Oktober des vorangegangenen Kalenderjahres und dem 30. September des laufenden Kalenderjahres.

§ 5

Beweislast

Ist die Erforderlichkeit oder die Höhe der Aufwendungen nach § 3 streitig, trifft die Beweislast die Übertragungsnetzbetreiber.

§ 6

Anwendung der Besonderen Ausgleichsregelung

(1) Das Verfahren nach § 40 Absatz 1 Satz 1 in Verbindung mit Absatz 2 und den §§ 41 bis 43 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist mit folgenden Maßgaben durchzuführen:

1. Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle begrenzt die EEG-Umlage, die von Elektrizitätsversorgungsunternehmen an Letztverbraucher, die stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit hohem Stromverbrauch oder Schienenbahnen sind, weitergegeben wird, auf 0,05 Cent je Kilowattstunde.
2. Die Voraussetzung nach § 41 Absatz 1 Nummer 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes gilt als erfüllt, wenn das Unternehmen die EEG-Umlage anteilig an sein Elektrizitätsversorgungsunternehmen gezahlt hat.
3. § 43 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes gilt für die Ansprüche der Übertragungsnetzbetreiber untereinander nach § 36 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und gegen Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach § 3 entsprechend.

(2) Unternehmen, deren Geschäftsjahr vom Kalenderjahr abweicht, sind verpflichtet, bei der Antragstellung im Kalenderjahr 2010 die Voraussetzungen nach § 41 Absatz 1 Nummer 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und nach Absatz 1 Nummer 2 durch die Bescheinigung einer Wirtschaftsprüferin, eines Wirtschaftsprüfers, einer vereidigten Buchprüferin oder eines vereidigten Buchprüfers nachzuweisen.

§ 7

Anwendung der Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten

(1) Die von § 45 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes angeordnete Verpflichtung, die für den bundesweiten Ausgleich jeweils erforderlichen Daten zur Verfügung zu stellen, gilt für den Ausgleich nach den §§ 1 bis 5 entsprechend.

(2) Die Verpflichtungen nach § 48 Absatz 2 Nummer 1 und § 50 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes gelten für die EEG-Umlage entsprechend.

(3) Die Verpflichtung nach § 51 Absatz 1 Halbsatz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, bei der Abrechnung von Differenzkosten nach § 54 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes die Strombezugskosten anzugeben, gilt bei der Angabe der EEG-Umlage als erfüllt.

(4) Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, unverzüglich

1. die nach § 3 Absatz 3 Nummer 1 bis 5 und Absatz 4 Nummer 1 bis 6 jeweils aufgeschlüsselten monatlichen und jährlichen Einnahmen und Ausgaben auf ihren Internetseiten zu veröffentlichen und vorzuhalten,
2. der Bundesnetzagentur die nach § 3 Absatz 3 Nummer 1 bis 5 und Absatz 4 Nummer 1 bis 6 jeweils aufgeschlüsselten Einnahmen und Ausgaben des Vorjahres mitzuteilen,

§ 8

Anwendung der Differenzkostenregelungen

(1) Als Differenzkosten im Sinne der §§ 53, 54 Absatz 1 und Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie als Differenz gemäß § 54 Absatz 2 Satz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes gilt die EEG-Umlage.

(2) Bei der Anzeige der EEG-Umlage gegenüber Dritten ist deutlich sichtbar und in gut lesbarer Schrift der voraussichtliche Anteil des nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetzes vergüteten Stroms am voraussichtlichen gesamtdeutschen Strommix anzugeben.

§ 9

Evaluierung

Die Bundesnetzagentur legt dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie bis zum 31. Dezember 2011 einen Bericht mit einer Evaluierung und Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung des Ausgleichsmechanismus nach dieser Verordnung vor, insbesondere zur Übertragung der Aufgabe der Vermarktung auf Dritte.

§ 10

Aufgaben und Befugnisse der Bundesnetzagentur

(1) Die Aufgaben und Befugnisse der Bundesnetzagentur nach § 61 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes gelten auch zur Überwachung der Vermarktung und der Ermittlung, Festlegung, Veröffentlichung und Weitergabe der EEG-Umlage sowie die Anzeige der EEG-Umlage nach § 8 Absatz 2.

(2) Die Bundesnetzagentur erstellt für die Angaben nach § 7 Absatz 4 eine zusammengefasste Bilanz und veröffentlicht diese auf ihren Internetseiten.

§ 11

Verordnungsermächtigung

Die Bundesnetzagentur wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

1. die Anforderungen an die Vermarktung der Strommengen, insbesondere den Handelsplatz, die Prognoseerstellung, die Beschaffung der Ausgleichsenergie, die Transparenz- und die Mitteilungspflichten,

2. die Bestimmung der Positionen, die als Einnahmen oder Ausgaben nach § 3 gelten, und des anzuwendenden Zinssatzes,
 3. die Anreize zur bestmöglichen Vermarktung des Stroms und
 4. im Anschluss an die Erstellung des Berichts nach § 9 die Übertragung der Aufgabe der Vermarktung auf Dritte in einem transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren, insbesondere die Einzelheiten der Ausschreibung und die Rechtsbeziehungen der Dritten zu den Übertragungsnetzbetreibern,
- zu regeln.

§ 12 Übergangsbestimmungen

Diese Verordnung findet keine Anwendung auf Strommengen und Vergütungszahlungen, die sich aus den Abrechnungen nach § 37 Absatz 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für die Kalenderjahre 2008 und 2009 ergeben.

§ 13 Inkrafttreten

(1) Die §§ 3, 4, 6 Absatz 1 Nummer 1 und 3, Absatz 2 und die §§ 7 bis 13 treten am Tag nach der Verkündung in Kraft.

(2) Im Übrigen tritt diese Verordnung am 1. Januar 2010 in Kraft.

Begründung

A. Allgemeiner Teil

I. Zielsetzung und wesentlicher Inhalt

Der nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vergütete Strom aus erneuerbaren Energien soll finanziell und energiewirtschaftlich effizienter an die Verbraucherinnen und Verbraucher geleitet werden, als dies nach den Vorschriften des bundesweiten Ausgleichs derzeit geschieht. Anstatt aufwändig Strombänder aufgrund von Jahres- und Monatsprognosen zu erstellen, wird der Strom künftig direkt an der Strombörse verkauft. Des Weiteren wird der Vertrieb des nach dem EEG vergüteten Stroms künftig transparenter und kostengünstiger gestaltet.

1. Rechtslage nach dem EEG

Die Vorschriften des EEG über den bundesweiten Ausgleich bestimmen, wie einerseits der Strom aus erneuerbaren Energien von den Netzbetreibern über die Übertragungsnetzbetreiber an die Stromvertriebe (Elektrizitätsversorgungsunternehmen) weitergegeben wird und wie andererseits EEG-Vergütungen von den Vertrieben zu den Anlagenbetreibenden „gewälzt“ werden.

Nach Teil 4 des EEG findet ein aufwändiger physikalischer und finanzieller Ausgleich der EEG-Mengen zwischen Netzbetreibern und Stromvertrieben statt. Dabei wandeln die Übertragungsnetzbetreiber den Strom aus erneuerbaren Energien, den sie abgenommen, bezahlt und untereinander ausgeglichen haben, im Zusammenwirken mit Stromhändlern in Monatsbänder um und liefern diese an die Vertriebe. Die Höhe dieser Monatsbänder wird im Vorjahr prognostiziert. Da die nach EEG vergüteten Strommengen über lange Zeiträume nicht genau prognostizierbar sind, wird die Höhe des Monatsbands jeweils im Vormonat der Lieferung angepasst. Die Vertriebsunternehmen sind verpflichtet, diese Bänder als so genannte EEG-Quote abzunehmen und zu vergüten.

Bei den Übertragungsnetzbetreibern entsteht für die Umwandlung des nach EEG vergüteten Stroms in Monatsbänder ein erheblicher Aufwand, der sich in den Netzentgelten niederschlägt. Zudem sind die Handelsgeschäfte, die die Übertragungsnetzbetreiber zur Herstellung der Monatsbänder tätigen, nicht transparent. Die Differenzen zwischen vorheriger Prognose der EEG-Quote und deren tatsächlicher Höhe führen zu Risiken für alle Vertriebsunternehmen, die finanziell abgesichert werden müssen. Der physikalische Ausgleich birgt also für die Vertriebsunternehmen Risiken im Beschaffungsportfolio. Zudem wird der nach EEG vergütete Strom dem allgemeinen Strommarkt entzogen, da die Stromvertriebsunternehmen den Teil ihres Stroms, den sie als EEG-Quote abnehmen müssen, nicht frei am Markt beschaffen können.

2. Wesentliche Änderungen im Überblick

Um Aufwand und finanzielle Risiken sowie die daraus resultierenden Mehrkosten für alle Beteiligten zu minimieren, wird der bundesweite Ausgleichsmechanismus umgestellt.

Künftig sind die Stromvertriebe nicht mehr verpflichtet, den Strom von den Übertragungsnetzbetreibern abzunehmen. Damit entfällt die physikalische Weitergabe von den Übertragungsnetzbetreibern an die Vertriebsunternehmen. Stattdessen wird der nach EEG vergütete Strom von den Übertragungsnetzbetreibern direkt an einer Strombörse veräußert. Diese Aufgabe sollen in einer Übergangszeit zunächst die Übertragungsnetzbetreiber übernehmen. Nach Auswertung erster Erfahrungen im Rahmen des Berichts nach § 9 ist diese Aufgabe dann unverzüglich auf Grundlage der Verordnung nach § 11 Nummer 4 auf andere Akteure zu übertragen. Der Verkaufserlös für den nach dem EEG vergüteten Strom wird voraussichtlich unter der durchschnittlichen EEG-Vergütung liegen, die die Netzbetreiber an die Anlagenbetreibenden zahlen müssen. Die Differenz zwischen dem Verkaufserlös und der an die Anlagenbetreibenden gezahlten Vergütung wird als sog. Umlage von den Stromvertriebsunternehmen getragen.

II. Ermächtigung

Die Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus wird auf § 64 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes gestützt. Diese Vorschrift ermächtigt die Bundesregierung mit Zustimmung des Deutschen Bundestages und ohne Zustimmung des Bundesrates zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus eine Rechtsverordnung mit folgendem Inhalt zu erlassen:

1. Die Übertragungsnetzbetreiber werden von der Verpflichtung entbunden, den Strom nach § 36 Absatz 4 an die ihnen nachgelagerten Elektrizitätsversorgungsunternehmen durchzuleiten.
2. Die Übertragungsnetzbetreiber werden verpflichtet, den Strom effizient zu vermarkten.
3. Die Übertragungsnetzbetreiber werden verpflichtet, insbesondere zur Verrechnung der Verkaufserlöse, der notwendigen Transaktionskosten und der Vergütungszahlungen ein gemeinsames transparentes EEG-Konto zu führen.
4. Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher liefern, werden von der Verpflichtung entbunden, den Strom nach § 37 Absatz 1 Satz 1 anteilig abzunehmen und zu vergüten.
5. Die Übertragungsnetzbetreiber werden verpflichtet, gemeinsam auf Grundlage der prognostizierten Strommengen aus erneuerbaren Energien und Grubengas für das folgende Kalenderjahr, der voraussichtlichen Kosten und Erlöse für das folgenden Kalenderjahr und unter Verrechnung des Saldos des EEG-Kontos für das folgende Kalenderjahr eine bundesweit einheitliche EEG-Umlage zu ermitteln und zu veröffentlichen.
6. Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher liefern, werden verpflichtet, die jeweils maßgebliche EEG-Umlage zu zahlen; dabei sind Abschläge zu leisten.

7. Die Übertragung der Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber auf Dritte; Regelungen für das hierfür durchzuführende Verfahren einschließlich der Ausschreibung der von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen des bundesweiten Ausgleichs erbrachten Dienstleistung oder der EEG-Strommengen, Vorgaben für die Vermarktung einschließlich der Möglichkeit, die Vergütungszahlungen und Transaktionskosten durch finanzielle Anreize abzugelten, die Überwachung der Vermarktung, Anforderungen an die Vermarktung, Kontoführung und Ermittlung der EEG-Umlage einschließlich von Veröffentlichungs- und Transparenzpflichten, Fristen und Übergangsregelungen für den finanziellen Ausgleich, einschließlich der Ermächtigung der Bundesnetzagentur, im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie die entsprechenden Festlegungen zu treffen.
8. 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 Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten sowie der Differenzkostenregelungen an den weiter entwickelten Ausgleichsmechanismus.

III. Alternativen

Zur Erreichung der oben genannten Ziele bestehen keine Alternativen.

IV. Folgen

1. Gewollte und ungewollte Auswirkungen

Mit dieser Verordnung wird der bundesweite Ausgleichsmechanismus des EEG weiterentwickelt und vereinfacht. In der Folge werden die Übertragungsnetzbetreiber nicht mehr verpflichtet sein, den nach dem EEG vergüteten Strom physikalisch in Form eines Monatsbandes an die ihnen nachgelagerten Stromvertriebsunternehmen durchzuleiten. Dementsprechend entfällt die Verpflichtung der Stromvertriebsunternehmen, den nach EEG vergüteten Strom vom Übertragungsnetzbetreiber abzunehmen und zu vergüten. Stattdessen wird der nach EEG vergütete Strom von den Übertragungsnetzbetreibern selbst an einer Strombörse vermarktet, wodurch die mit erheblichem finanziellem Aufwand und Prognoseunsicherheiten verbundene so genannte EEG-Veredelung wegfällt. Aus den Einnahmen und Ausgaben der Vermarktung werden die Übertragungsnetzbetreiber eine Umlage ermitteln, die sie an die Stromvertriebe weitergeben können. Diese Umlage können die Elektrizitätsversorgungsunternehmen weiterhin den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern anzeigen.

Mit dieser Weiterentwicklung werden die Nachteile des derzeitigen Ausgleichsmechanismus behoben: Zum einen führen die Differenzen zwischen vorheriger Prognose der EEG-Quote und deren tatsächlicher Höhe zu Risiken für alle Vertriebsunternehmen, die finanziell abgesichert werden müssen. Zum anderen entsteht bei den Übertragungsnetzbetreibern für die Umwandlung des nach dem EEG ver-

güteten Stroms in Monatsbänder ein erheblicher Aufwand, der zu höheren Netzentgelten führt. Zudem sind die Handelsgeschäfte, die die Übertragungsnetzbetreiber zur Herstellung der Monatsbänder tätigen, nach außen hin nicht transparent. Ferner wird der nach dem EEG vergütete Strom dem allgemeinen Strommarkt entzogen, da die Stromvertriebsunternehmen den Teil ihres Stroms, den sie als EEG-Quote abnehmen müssen, nicht frei am Markt beschaffen können. Die Umstellung des Ausgleichsmechanismus minimiert Aufwand und finanzielle Risiken sowie die daraus resultierenden Mehrkosten für alle Beteiligten.

2. Kosten für die öffentlichen Haushalte

Die Vollzugskosten für den öffentlichen Haushalt sinken voraussichtlich leicht unter das bisherige Niveau, da das Verfahren transparenter wird und die Bundesnetzagentur als Überwachungsbehörde dadurch entlastet wird.

Bisher überprüft die Bundesnetzagentur das Verfahren der physikalischen und finanziellen Weitergabe des nach EEG vergüteten Stroms. Mit dem geplanten Wegfall der physikalischen Weitergabe muss die Bundesnetzagentur zwar weiterhin die Weitergabe der Vergütungen beaufsichtigen. Da jedoch der nunmehr für die nach EEG vergüteten Strommengen vorgesehene Vertriebsweg über die Strombörse sehr transparent ist, muss die physikalische Verteilung des nach EEG vergüteten Stroms dagegen nicht mehr überwacht werden. Die Kontrolle der Weitergabe an die Stromvertriebe entfällt damit ganz und infolgedessen auch die Überwachung der Anzeige der Differenzkosten der Stromvertriebe gegenüber Letztverbraucherinnen und Letztverbrauchern. Stattdessen wird künftig die Weitergabe und Ermittlung der Umlage zu beaufsichtigen sein.

3. Kosten für die Wirtschaft und die Verbraucherinnen und Verbraucher

Durch die Abschaffung der physikalischen Weitergabe wird das EEG-Gesamtsystem deutlich effizienter und günstiger für Netzbetreiber, Vertriebe sowie Verbraucherinnen und Verbraucher. Auch wird der bundesweite Ausgleichsmechanismus transparenter und prognosesicherer. Dadurch ist zu erwarten, dass auch Sekundärkosten für interne Kontroll- und Sicherungsmechanismen sinken.

Insbesondere entfallen durch den vorliegenden Verordnungsentwurf die erheblichen Mehrkosten für die Erstellung eines EEG-Bandes aufgrund von Jahres- und Monatsprognosen, die so genannte EEG-Veredelung. Diese war bislang notwendig, um die nach dem EEG vergüteten Strommengen von den Übertragungsnetzbetreibern an die Elektrizitätsversorgungsunternehmen weiterzugeben. Für das Jahr 2007 wurden Kosten in Höhe von rund 570 Mio. Euro von der Bundesnetzagentur genehmigt, die auf die Netzentgelte aufgeschlagen wurden und somit die Gesamtkosten erhöht haben. Diese aufwändige und teure physikalische Weitergabe entfällt künftig und wird durch eine selbständige Vermarktung des nach EEG vergüteten Stroms an der Strombörse durch die Übertragungsnetzbetreiber ersetzt. Insgesamt dürften dabei mindestens Kosten in Höhe von 40 bis 125 Mio. Euro pro Jahr wegfallen.

Die bei der Vermarktung des nach EEG vergüteten Stroms bei den Übertragungsnetzbetreibern entstehenden Kosten dürften sich in einer ähnlichen Größenordnung bewegen,

wie die derzeit bei der Veredelung anfallenden Vermarktungskosten. Im Rahmen der Erstellung der Monatsbänder werden von den Übertragungsnetzbetreibern Strommengen zugekauft bzw. veräußert – auch über die Strombörse –, so dass die Kosten der Handelsanbindung bereits bislang anfallen. Diese direkten Vermarktungskosten dürften sich im einstelligen Millionenbereich bewegen. Mittelbare Kosten entstehen bei der Vermarktung des Stroms Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern, die bislang mangels Transparenz schwer bezifferbar sind. Schätzungen reichen von ca. 150 Mio. Euro bis ca. 300 Mio. Euro.

Durch die Vermarktung der EEG vergüteten Strommengen an der Strombörse kann nicht ausgeschlossen werden, dass es in der Anfangsphase der Umstellung des Ausgleichsmechanismus zu stärkeren Schwankungen des Strompreises als bislang kommen könnte. Dies wird sich allerdings nur sehr begrenzt auf die Stromvertriebe auswirken, die nunmehr ihren Strombedarf vollständig am Termin-Markt decken können.

Die Kosten der Vermarktung können von den Übertragungsnetzbetreibern an die Stromvertriebsunternehmen als sog. Umlage weitergegeben werden. Die Umlage kann gegenüber den bisher im Rahmen der finanziellen Wälzung weitergegebenen Differenzkosten leicht höher ausfallen. Grund dafür ist zum einen die neue Zuordnung entstehender Kosten von den Netzentgelten in die Umlage, wodurch höhere EEG-Kosten ausgewiesen werden. Zum anderen könnte der nunmehr zugrunde gelegte Marktwert des nach EEG vergüteten Stroms vom bislang als Referenzpreis herangezogene durchschnittlichen Börsenpreis abweichen.

Auf der anderen Seite werden voraussichtlich die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten sinken, weil Effizienzmängel des bisherigen Ausgleichsmechanismus beseitigt werden. Davon erfasst wird die deutliche Reduzierung der Portfolio Risiken bei den Stromvertrieben. Die Kosten dieses Risikos sind schwer abschätzbar, die Einsparungen dürften aber mindestens im dreistelligen Millionenbereich liegen. Es kann aber nicht abgeschätzt werden, inwieweit diese Kostenposition an die Stromkundinnen und Stromkunden weitergegeben werden wird.

Abhängig davon, in welchem Maße die eingesparten Kosten an die Stromkunden tatsächlich weitergegeben werden, werden diese auch entlastet. Die Strompreise dürften mindestens von den Kosten der Bandherstellung entlastet werden. Diese Kosten von im oberen zweistelligen Millionenbereich (ca. 40 bis 125 Mio. Euro) entfallen und werden nicht mehr über die Netzentgelte weitergegeben.

Auswirkungen auf die Einzelpreise, vor allem Strompreise, sind zumindest infolge des Rückgangs der Netzentgelte zu erwarten. Angesichts des besonderen Gewichts energiebezogener Güter und Dienstleistungen in den durchschnittlichen Gesamtausgaben der Haushalte und Unternehmen sind Auswirkungen auf das allgemeine Preisniveau und das Verbraucherpreisniveau nicht auszuschließen.

4. Bürokratiekosten

a) Überblick

Der vorliegende Verordnungsentwurf leistet einen Beitrag zum Ziel der Bundesregierung, die Bürokratiebelastung aus gesetzlich veranlassten Informationspflichten zu reduzieren,

da mit ihm eine Absenkung der Bürokratiekosten einhergeht.

Der Verordnungsentwurf enthält insgesamt drei neue Informationspflichten für die Wirtschaft und eine neue Informationspflicht für die Verwaltung. Des Weiteren werden für die Wirtschaft fünf bestehende Informationspflichten an den novellierten Ausgleichsmechanismus angepasst, wodurch sich der zu ihrem Vollzug notwendige Aufwand insgesamt verringert. Die jeweiligen Hauptverpflichteten sind zum einen die Übertragungsnetzbetreiber und die Elektrizitätsversorgungsunternehmen, zum anderen die Bundesnetzagentur.

Insgesamt ist mit einer jährlichen Nettoentlastung für die Wirtschaft von 17 362,32 Euro zu rechnen. Für die Verwaltung ergibt sich kein erheblicher administrativer Mehraufwand. Für Bürgerinnen und Bürger entstehen keine neuen Informationspflichten und somit keine Bürokratiekosten.

b) Bürokratiekosten für die Wirtschaft im Einzelnen

aa) Bürokratiekosten neuer Informationspflichten

Der Verordnungsentwurf enthält drei neue Informationspflichten für die Wirtschaft. Im Einzelnen ergibt sich daraus:

Nach § 7 Absatz 4 Nummer 1 werden die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, ihre jährlichen Einnahmen und Ausgaben nach § 3 Absatz 3 Nummer 1 bis 4 und Absatz 4 Nummer 1 bis 3 aufzuschlüsseln und auf ihren Internetseiten zu veröffentlichen und vorzuhalten. In Deutschland gibt es vier Übertragungsnetzbetreiber, die diese Pflicht einmal im Monat hinsichtlich der monatlichen Bilanz und einmal hinsichtlich der Jahresbilanz trifft. Die Periodizität dieser Informationspflicht beträgt also zwölf (für die monatliche Veröffentlichung) und eine (für die jährliche Veröffentlichung). Jeweils multipliziert mit der Fallzahl von vier ergibt sich hieraus addiert die Menge von 52. Da die Menge dieser Informationspflicht deutlich unter 10 000 liegt, kommt hier das vereinfachte Verfahren nach dem Standardkostenmodell (SKM) zur Anwendung. Die Tätigkeit, die diese Informationspflicht verlangt, namentlich die nach den in § 3 Absatz 3 und 4 vorgegebenen Faktoren aufgeschlüsselte Darstellung der Einnahmen und Ausgaben auf einer Internetseite, ist als Meldung mittlerer Komplexität einem Kostenfaktor von 4,01 Euro zuzuordnen. Die Komplexität dieser Tätigkeit ist als mittel einzustufen, da lediglich ohnehin vorliegende Daten von den Übertragungsnetzbetreibern nach den vorgegebenen Kriterien dargestellt werden müssen. Die aus der Multiplikation von Menge und Kostenfaktor zu errechnenden jährlichen Gesamtkosten dieser Informationspflicht belaufen sich demnach auf 208,52 Euro.

§ 7 Absatz 4 Nummer 2 verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber, der Bundesnetzagentur die nach § 3 Absatz 3 und 4 genannten Faktoren aufgeschlüsselten Einnahmen und Ausgaben des Vorjahres mitzuteilen. Die Menge dieser Mitteilungspflicht beträgt vier, da die vier Übertragungsnetzbetreiber einmal jährlich die erforderlichen Daten an die Bundesnetzagentur übermitteln müssen. Diese Übertragung kann auf elektronischem Weg erfolgen. Da die jährliche Aufschlüsselung der Einnahmen und Ausgaben ohnehin im Rahmen der Informationspflicht nach § 7 Absatz 4 Nummer 1 erfolgt, muss hier lediglich ein bereits angelegtes

Bilanz-Dokument, in der Regel wohl auf elektronischem Wege, der Bundesnetzagentur übermittelt werden. Demgemäß handelt es sich hier um eine Meldung einfacher Komplexität, der nach der Kostenklassentabelle im vereinfachten Verfahren nach SKM ein Kostenfaktor von 2,48 Euro zugeordnet ist. Die jährlichen Gesamtkosten dieser Informationspflicht belaufen sich also auf 9,92 Euro.

In § 3 Absatz 2 Satz 2 werden die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, die für jedes Kalenderjahr zu ermittelnde Umlage auf ihren Internetseiten zu veröffentlichen. Da es sich um eine einmal im Jahr zu erfüllende Pflicht handelt, beträgt ihre Menge wiederum vier. Die verlangte Tätigkeit ist als eine Meldung hoher Komplexität einzustufen, da die Ermittlung der Umlage die Verarbeitung der Prognosen verschiedener Faktoren für das jeweils kommende Kalenderjahr nötig macht. Die Prognosen werden in der Regel nur teilweise von den Verpflichteten selbst erstellt; insbesondere hinsichtlich der erwarteten Strom- und Vergütungsmengen aus erneuerbaren Energien werden die Übertragungsnetzbetreiber aller Voraussicht nach weiterhin auf die im Internet veröffentlichten Prognosen des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) zurückgreifen können (www.bdew.de). Außerdem wird nach § 4 Satz 2 für die Prognose der Einnahmen nach § 3 Absatz 3 Nummer 1 der durchschnittliche Preis für das Produkt „Phelix Baseload Year Future“ an der Strombörse European Energy Exchange AG (EEX) in Leipzig für das folgende Kalenderjahr zu Grunde gelegt. Für diese Berechnung sind also die im Internet zugänglichen Preise für Terminkontrakte für Grundlaststrom im Folgejahr aus den vorangegangenen zwölf Kalendermonaten (Oktober des Vorjahres bis September des laufenden Jahres) zu Grunde zu legen und daraus der Durchschnittspreis zu ermitteln. Der Preis für „Phelix Baseload Year Future“ ist tagesgenau und auch für zurückliegende Zeiträume auf der Homepage der EEX abrufbar (www.eex.com). Auch hier ist die eigentliche Prognose-Erstellung also mit relativ geringem Aufwand zu leisten, da die benötigten Daten teilweise bereits vorliegen und ohne Probleme abrufbar sind. Das heißt, letztlich werden die in § 3 Absatz 2 genannten Kostenblöcke nur teilweise selbst erstellt und dann miteinander verrechnet. Legt man also einen Kostenfaktor von 26,06 Euro zugrunde, ergeben sich aus dieser Informationspflicht jährliche Gesamtkosten von 104,24 Euro.

Insgesamt belaufen sich die jährlichen Kosten der neuen Informationspflichten demnach auf 322,68 Euro.

bb) Veränderung des Vollzugsaufwandes für bestehende Informationspflichten

Durch den vorliegenden Entwurf werden fünf Informationspflichten an den novellierten bundesweiten Ausgleichsmechanismus angepasst, wodurch sich der bürokratische Aufwand insgesamt deutlich verringert. Daraus ergibt sich im Einzelnen:

In § 7 Absatz 1 wird die in § 45 EEG statuierte Pflicht der wechselseitigen Bereitstellung der für den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Daten insofern ergänzt, als die Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Übertragungsnetzbetreiber nunmehr die nach den §§ 1 bis 4 erforderlichen Daten zur Verfügung zu stellen haben. Da sich hierdurch jedoch nichts an der auszutauschenden Datenmenge

ändert, sondern lediglich inhaltlich eine Modifikation stattfindet, ist davon ausgehen, dass sich der administrative Aufwand nicht verändert und somit auch keine zusätzlichen Bürokratiekosten entstehen.

Nach § 7 Absatz 2 in Verbindung mit § 48 Absatz 2 Nummer 1 EEG sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, den Elektrizitätsversorgungsunternehmen, für die sie regelverantwortlich sind, unverzüglich die berechnete jeweilige Umlagensumme mitzuteilen. Eine vergleichbare Pflicht für die bislang angestellten Berechnungen zu den abzunehmenden und zu vergütenden Energiemengen besteht bereits nach § 48 Absatz 2 Nummer 1 EEG. Es ist nicht davon auszugehen, dass sich der administrative Aufwand durch die Anpassung der Pflicht an den novellierten Ausgleichsmechanismus verändert, da die entsprechenden Berechnungen auch bislang durchgeführt wurden. Sie müssen nach § 7 Absatz 2 bzw. § 48 Absatz 2 Nummer 1 EEG lediglich übermittelt werden. Der geringe bürokratische Aufwand, der hierfür nötig ist, verändert sich durch die geplante Anpassung im vorliegenden Entwurf nicht.

Eine weitere Anpassung enthält § 7 Absatz 2 im Hinblick auf § 50 EEG. Hiernach können die Elektrizitätsversorgungsunternehmen künftig verlangen, dass neben den nach EEG abzuwickelnden Endabrechnungen auch die Berechnungen der individuellen Umlagenhöhe (§ 48 Absatz 2 Nummer 1 EEG) bei Vorlage durch eine Wirtschaftsprüferin, einen Wirtschaftsprüfer, eine vereidigte Buchprüferin oder einen vereidigten Buchprüfer bescheinigt werden. Da hier lediglich eine Anpassung, jedoch keine inhaltliche Erweiterung der Testatspflicht erfolgt, ist nicht von einer Auswirkung auf anfallende Bürokratiekosten auszugehen.

§ 7 Absatz 3 verändert die gegenüber der Bundesnetzagentur bestehende Informationspflicht der Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach § 51 Absatz 1 Halbsatz 2 EEG insofern, als dass bei Angabe der Umlage die Verpflichtung, die Strombezugskosten anzugeben, als erfüllt gilt. Da hier nur ein Austausch der anzugebenden Daten abgeändert wird, ist im Ergebnis nicht zu erwarten, dass sich die administrativen Kosten dieser Informationspflicht ändern werden.

§ 8 Absatz 2 verpflichtet die Elektrizitätsversorgungsunternehmen, bei Anzeige der Umlage gegenüber Dritten deutlich sichtbar und in gut lesbarer Schrift den Anteil des nach EEG vergüteten Stroms am gesamtdeutschen Strommix anzugeben. Eine vergleichbare Pflicht besteht bereits jetzt nach § 53 Absatz 2 EEG hinsichtlich der bisher in Rechnung gestellten Differenzkosten. Diese Regelung novellierte und vereinfachte die bereits in § 15 Absatz 1 EEG 2004 normierte Informationspflicht. Nach § 53 Absatz 2 EEG mussten die Elektrizitätsversorgungsunternehmen nunmehr zum einen angeben, wie viele Kilowattstunden nach EEG vergütetem Strom der Berechnung der Differenzkosten zu Grunde gelegt wurden. Zum zweiten musste die Berechnung der Differenzkosten so dargestellt werden, dass sie ohne weitere Informationen nachvollzogen werden konnte. Für diese Informationspflicht entstehen im Rahmen einer Ex-ante-Schätzung nach dem SKM bisher jährliche Bürokratiekosten von etwa 19 545 Euro. Dem liegt die Annahme zu Grunde, dass nach der Neufassung des EEG etwa 750 Stromvertriebsunternehmen einmal im Jahr im Rahmen ihrer Endabrechnung die Differenzkostenberechnung an-

zeigen. Ging man bezüglich der Rechtslage nach der Vorgängerregelung § 15 Absatz 1 EEG 2004 noch davon aus, dass lediglich 500 Unternehmen Differenzkosten anzeigten, ist zu berücksichtigen, dass bereits durch die Neufassung des EEG die Ausweisungspflicht erheblich erleichtert und verbilligt wurde, insbesondere durch den Wegfall der Pflicht zur Wirtschaftsprüfungsbescheinigung und die Ermöglichung einer schematisierten Differenzkostendarstellung. Demgemäß ist davon auszugehen, dass nach der neu gefassten vereinfachten Ausweisungsmethode deutlich mehr Stromvertriebsunternehmen Differenzkosten anzeigen. Hierfür war ein Kostenfaktor von 26,06 Euro zu veranschlagen, da es sich bei der Informationspflicht aus § 53 Absatz 2 EEG um eine Meldung hoher Komplexität handelte. Diese Pflicht wird durch § 8 Absatz 2 des vorliegenden Entwurfes erheblich vereinfacht, da nunmehr keine aufwändige Differenzkostenberechnung mehr an- und darzustellen ist. Die Stromvertriebsunternehmen, die die Umlage anzeigen, müssen lediglich die von den Übertragungsnetzbetreibern errechnete Umlage und die von anderen Akteuren bereitgestellten Strommix-Anteile (online bereitgestellt z. B. durch den BDEW) in ihre Abrechnungen einfügen. Dadurch wird sich der bürokratische Aufwand für diese Informationspflicht spürbar verringern: Es müssen lediglich zwei von anderen Akteuren errechnete und problemlos elektronisch verfügbare Werte in leicht zu standardisierender Form in die Abrechnung eingefügt werden. Da dieses Verfahren nur sehr geringen administrativen Aufwand erfordert, kann von einer Tätigkeit geringer Komplexität und damit von einem Kostenfaktor von 2,48 Euro ausgegangen werden. Damit entstehen bei 750 betroffenen Unternehmen und einer Periodizität von eins nach § 8 Absatz 2 jährliche Gesamtkosten in Höhe von 1 860 Euro. Verrechnet man die nach dem SKM ermittelten Kostensätze miteinander, ist im Ergebnis davon auszugehen, dass sich die Bürokratiekosten dieser Informationspflicht durch den vorliegenden Entwurf um 17 685 Euro verringern.

cc) Gesamtsaldierung

Insgesamt ist also davon auszugehen, dass sich durch die Anpassungen der Informationspflichten für die Wirtschaft eine Verringerung der jährlichen Bürokratiekosten von 17 362,32 Euro ergibt, da die Minderung der Kosten durch die Anpassung (17 685 Euro) die Kosten neu entstehender Informationspflichten (322,68 Euro) deutlich übersteigt.

c) Bürokratiekosten für Bürgerinnen und Bürger

Durch die Verordnung werden keine Informationspflichten für Bürgerinnen und Bürger begründet, geändert oder abgeschafft. Für die Bürgerinnen und Bürger entstehen keine Bürokratiekosten.

d) Bürokratiekosten für die Verwaltung

Der Verordnungsentwurf enthält eine neue Informationspflicht für die Verwaltung. § 9 Absatz 2 verpflichtet die Bundesnetzagentur, eine zusammengefasste Bilanz der ihr nach § 7 Absatz 4 von den Übertragungsnetzbetreibern mitgeteilten Angaben zu erstellen und auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen. Diese Informationspflicht bringt einen überschaubaren Verwaltungsaufwand mit sich, da die mitgeteilten und bereits aufgeschlüsselten Daten lediglich verrechnet werden müssen. Insbesondere wurde hier die elek-

tronische Veröffentlichung gewählt, um den administrativen Aufwand zu minimieren.

Des Weiteren ist zu berücksichtigen, dass die Vollzugspflichten der Bundesnetzagentur im Ganzen sich durch die Vereinfachung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus verringern, da mit dem Wegfall der physikalischen Weitergabe nur noch die Vergütungsweitergabe zu beaufsichtigen bleibt; die physikalische Verteilung des nach EEG vergüteten Stroms muss dagegen nicht mehr überwacht werden (s. o. unter Nummer 2.).

e) Alternativenprüfung

Im Wesentlichen ist zu möglichen Alternativen zunächst darauf hinzuweisen, dass im Ganzen der durch den novellierten Ausgleichsmechanismus neu entstehende Verwaltungsaufwand vergleichsweise gering ausfällt. Zwar werden einige neue Pflichten begründet, deren Bearbeitung sich aber durch minimalen administrativen Aufwand leisten lässt. Ansonsten werden bereits bestehende Pflichten lediglich inhaltlich angepasst, wodurch sich im Ergebnis eine deutliche Nettoentlastung für die Wirtschaft ergibt.

Zwar sind der Bundesnetzagentur weiterhin die Daten vorzulegen, die zur Überprüfung des Ausgleichsmechanismus erforderlich sind, und diese Daten müssen auch untereinander im Sinne des Transparenzgebotes des EEG ausgetauscht werden. Die dafür erhobenen Informationen entsprechen aber im Wesentlichen denjenigen, die bisher im Rahmen der Kontrolle der physikalischen und finanziellen Weitergabe zu erheben waren. Auch müssen die Elektrizitätsversorgungsunternehmen weiterhin im Rahmen ihrer Abrechnungen bestimmte Angaben für ihre Kundinnen und Kunden deutlich und gut lesbar veröffentlichen. Durch die Abänderung dieser Veröffentlichungspflicht der Stromvertriebsunternehmen werden deren Bürokratiekosten hier aber erheblich gesenkt.

Besonders zu berücksichtigen ist bei alledem weiterhin, dass die Kosten, die bislang durch die Umwandlung des nach EEG vergüteten Stroms in Monatsbänder und den Niederschlag dieser Veredelung auf die Netzentgelte entstanden (für das Jahr 2007 wurden Veredelungskosten in Höhe von ca. 570 Mio. Euro von der Bundesnetzagentur genehmigt), durch den vorliegenden Entwurf gesenkt werden: Mit dem Wegfall der physikalischen Weitergabe des Stroms und dem damit verbundenen Wegfall der Monatsbänder werden sich diese Kosten erheblich verringern.

Des Weiteren leistet die Verordnung einen wichtigen Beitrag zur verbesserten Transparenz der mit dem EEG in Verbindung stehenden Handelsgeschäfte, die die Übertragungsnetzbetreiber zur Herstellung der Monatsbänder tätigen. Auch werden die Risiken, die die bisher jährlich vorzunehmende Prognose der EEG-Quote für alle Vertriebsunternehmen mit sich brachte, und die finanziell abgesichert werden mussten, wegfallen. Die Umstellung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus dient also unmittelbar den Marktakteuren und mittelbar auch den Endverbraucherpreisen. All dies wirkt zusätzlich zu den verringerten Bürokratiekosten auf eine Absenkung der Kosten für das EEG-Ausgleichssystem und wiegt die evident niedrigen neu entstehenden Bürokratiekosten um ein Vielfaches auf.

Zuletzt ist darauf hinzuweisen, dass im Sinne des allgemeinen Bürokratieabbaus in den meisten Fällen die Möglichkeit zur elektronischen Veröffentlichungs- und Übermittlungsform eröffnet ist, wodurch administrativer Aufwand und die dementsprechenden Kosten weiter minimiert werden.

V. Zeitliche Geltung

Eine Befristung der Verordnung ist nicht sinnvoll, da die physikalische Weitergabe des nach EEG vergüteten Stroms an die Stromvertriebe dauerhaft wegfallen sollte. Die in der Verordnung geregelte Umstellung des Ausgleichsmechanismus führt zu mehr energiewirtschaftlicher Effizienz des gesamten Stromsystems. Dieses Ziel gilt es dauerhaft zu erhalten.

VI. Vereinbarkeit mit dem Recht der Europäischen Union

Die Abschaffung der physikalischen Weitergabe ergeht im Einklang mit dem Gemeinschaftsrecht. Der weiterentwickelte Ausgleichsmechanismus unterstützt die Vereinbarkeit des EEG-Systems mit den gemeinschaftsrechtlichen Vorgaben: Da künftig die Stromvertriebe keine vorgeschriebene Menge an nach EEG vergütetem Strom mehr abnehmen müssen, sondern vielmehr über ihr gesamtes Stromportfolio frei bestimmen können, wird die bislang bestehende Marktabschottung aufgehoben. Dies wirkt positiv auf den freien Handel zwischen den Mitgliedstaaten. Damit wird den gemeinschaftsrechtlichen Vorgaben an das Ausgleichssystem des EEG Rechnung getragen.

VII. Gleichstellungspolitische Auswirkungen

Die Verordnung hat keine Auswirkungen auf die Gleichstellung von Frauen und Männern.

B. Besonderer Teil

Zu § 1 (Grundsatz)

§ 1 beschreibt den Ablauf des durch diese Verordnung umgestellten bundesweiten Ausgleichsmechanismus nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).

Nach den §§ 34 bis 39 EEG findet bislang ein vierstufiger bundesweiter Ausgleich der Strom- und Vergütungssummen statt:

Auf der ersten Stufe werden der Anschluss der Stromerzeugungsanlage an das nächstgelegene geeignete Netz und die Vergütungspflicht für den abgenommenen Strom geregelt. Die zweite Stufe normiert die Abnahme und Vergütung des Stroms durch den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber. Die dritte Stufe sorgt für einen bundesweit gleichmäßigen Ausgleich der aufgenommenen Strommengen und der geleisteten Vergütungszahlungen unter den Übertragungsnetzbetreibern. Nach Abschluss des Ausgleichs sind alle Übertragungsnetzbetreiber im Besitz eines prozentual gleichen Anteils – bezogen auf die durch ihre Netze geleiteten Strommengen – von nach diesem Gesetz zu vergütendem Strom.

Auf der vierten Stufe werden die bei den Übertragungsnetzbetreibern angelangten Strommengen gleichmäßig – bezogen auf die von Stromlieferanten im Gebiet des jeweils

regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibers gelieferten Strommengen – weiterverteilt und sind von diesen mit dem bundesweit einheitlichen Durchschnittsvergütungssatz zu bezahlen.

Dabei wandeln die Übertragungsnetzbetreiber den nach EEG vergüteten Strom im Zusammenwirken mit Stromhändlern in Monatsbänder um und liefern diese an die Stromvertriebe. Die Vertriebsunternehmen sind verpflichtet, diese Bänder als sog. EEG-Quote abzunehmen und zu vergüten (sog. physikalischer und finanzieller Ausgleich). Die Höhe dieser Monatsbänder wird im Vorjahr prognostiziert und jeweils im Vormonat der Lieferung angepasst.

Dieser physikalische Ausgleich birgt sowohl für die Übertragungsnetzbetreiber als auch die Vertriebsunternehmen verschiedene Risiken. Bei den Übertragungsnetzbetreibern entsteht für die Umwandlung des nach EEG vergüteten Stroms in Monatsbänder ein erheblicher Aufwand, der zu höheren Netzentgelten führt. Zudem sind die Handelsgeschäfte, die die Übertragungsnetzbetreiber zur Herstellung der Monatsbänder tätigen, nach außen hin nicht transparent. Die Differenzen zwischen vorheriger Prognose der EEG-Quote und deren tatsächlicher Höhe führen zu Risiken für alle Vertriebsunternehmen, die finanziell abgesichert werden müssen.

Zudem wird der nach EEG vergütete Strom dem allgemeinen Strommarkt entzogen, da die Stromvertriebsunternehmen den Teil ihres Stroms, den sie als EEG-Quote abnehmen müssen, nicht frei am Markt beschaffen können.

Um Aufwand und Risiken sowie die daraus resultierenden Mehrkosten für alle Beteiligten zu minimieren, soll der Ausgleichsmechanismus wie in § 1 beschrieben weiterentwickelt werden. Nach § 1 ist der Ausgleichsmechanismus der §§ 34 bis 39 EEG mit den in den Nummern 1 bis 4 aufgeführten Maßgaben durchzuführen. Grundsätzlich gelten daher die Regelungen des EEG zum Ausgleichsmechanismus auch weiterhin, werden aber von den Vorgaben der Verordnung modifiziert.

Nach dem horizontalen Ausgleich der aufgenommenen Strommengen und der geleisteten Vergütungszahlungen unter den Übertragungsnetzbetreibern entfällt nunmehr auf der vierten Stufe des Ausgleichsmechanismus die physikalische Weitergabe des Stroms zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und Vertriebsunternehmen. Das heißt, die Übertragungsnetzbetreiber sind nicht mehr verpflichtet, den Strom an die Stromvertriebe weiterzuleiten, und die Stromvertriebe sind nicht mehr verpflichtet, den nach EEG vergüteten Strom von den Übertragungsnetzbetreibern abzunehmen und zu vergüten.

Stattdessen sollen die Übertragungsnetzbetreiber die nach EEG vergüteten Strommengen an einer Strombörse vermarkten. Die dabei anfallenden Kosten und Erlöse sollen gesondert verbucht werden. Die Verkaufserlöse für den nach EEG vergüteten Strom am Strommarkt werden voraussichtlich unter den durchschnittlichen EEG-Vergütungen liegen, die die Netzbetreiber an die Anlagenbetreibenden zahlen müssen. Die Differenz zwischen den Verkaufserlösen und den gezahlten Vergütungen können die Übertragungsnetzbetreiber von den Stromvertriebsunternehmen ersetzt verlangen.

Die Einzelheiten zu den jeweiligen Verfahrensschritten des umgestellten Ausgleichsmechanismus werden in den §§ 2 bis 5 geregelt.

Infolge dieser Vorgaben, die den Ausgleichsmechanismus auf der Stufe zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und Stromvertrieben umstellen, werden die Regelungen in § 36 Absatz 4, § 37 Absatz 1 Satz 1 und Absatz 3 EEG verdrängt. Etwas anderes gilt teilweise für den Übergangszeitraum, in dem noch die Abwicklung des bislang bestehenden Ausgleichsmechanismus erfolgt (vgl. dazu Begründung zu den §§ 11 und 12).

Zu § 2 (Vermarktung)

§ 2 regelt, wie die nach EEG vergüteten Strommengen, die von den Verteilnetzbetreibern oder Übertragungsnetzbetreibern vergütet worden sind, vermarktet werden sollen.

Zu Absatz 1

Absatz 1 verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber, die nach EEG vergüteten Strommengen zu vermarkten. Die Aufgabe der Vermarktung kann von den Übertragungsnetzbetreibern jeweils selbst oder gemeinsam wahrgenommen werden. Die gemeinsame Aufgabenwahrnehmung kann entweder über eine „Vermarktungsgesellschaft“ oder als sonstige Zusammenarbeit ohne gesellschaftsrechtliche Strukturen erfolgen. Unter einer „Vermarktungsgesellschaft“ ist dabei eine Gesellschaft zu verstehen, die von den Übertragungsnetzbetreibern ausschließlich zum Zweck der Vermarktung des nach EEG vergüteten Stroms gegründet worden ist. Der Weg der gemeinsamen Vermarktung wird dabei die effizientere Form der Vermarktung darstellen.

Ausgeschlossen hingegen ist die Übertragung der Aufgabe durch die Übertragungsnetzbetreiber auf sonstige Dritte, insbesondere auf verbundene oder assoziierte Unternehmen („Konzernschwestern“).

Die Übertragungsnetzbetreiber werden zur Vermarktung des Stroms verpflichtet, bis auf Grundlage einer Rechtsverordnung ein oder mehrere Akteure für diese Aufgabenwahrnehmung ermittelt worden sind.

Zu vermarkten ist der Strom aus erneuerbaren Energien, der nach § 16 oder § 35 EEG vergütet worden ist. Die Vergütungshöhe richtet sich dabei jeweils nach den §§ 18 bis 33 EEG. Die Vermarktung muss diskriminierungsfrei und transparent sowie zu maximal erzielbaren Preisen erfolgen.

Zu Absatz 2

Absatz 2 schreibt den Handelsplatz vor, auf dem die Strommengen zu vermarkten sind. Danach darf der nach EEG vergütete Strom nur am vortäglichen oder untertäglichen Spotmarkt einer Strombörse (Day-ahead- und Intra-day-Handel) veräußert werden. Die Vermarktung wird damit nicht auf die European Energy Exchange AG (EEX) begrenzt; in Frage kommen auch andere Strombörsen wie beispielsweise die französische Powernext.

Die Beschränkung der Vermarktung auf den Spotmarkt gewährleistet die Transparenz des Verfahrens. Beim Spotmarkt handelt es sich um einen Markt, an dem Geschäfte in Kontrakten abgeschlossen werden, die sofort (intra-day) oder am nächsten Tag (day-ahead) erfüllt werden.

Der nach EEG vergütete Strom ist von den Übertragungsnetzbetreibern bestmöglich zu vermarkten. Es sollen also maximale Preise bei minimalen Ausgaben erzielt werden, um letztendlich die Umlage so gering wie möglich zu halten. Dabei sind die Vorgaben der Verordnung an die Vermarktung zu beachten, so dass die maximal erzielbaren Preise im vorgegebenen Rahmen zu realisieren sind, also auf dem Spotmarkt. Daher können keine Mindestpreise vorgegeben werden. Zur bestmöglichen Vermarktung ist von den Übertragungsnetzbetreibern die Sorgfalt eines ordentlichen und gewissenhaften Händlers anzuwenden. Die Übertragungsnetzbetreiber sind keine Händler im klassischen Sinn, sondern vermarkten den nach EEG vergüteten Strom nach den Vorgaben dieser Verordnung. Für die Beurteilung der bestmöglichen Vermarktung ist daher maßgeblich, wie ein pflichtbewusster (Strom-)Händler handeln würde, der nicht mit eigenen Mitteln wirtschaftet, sondern ähnlich wie ein Treuhänder fremden Vermögensinteressen verpflichtet ist.

Für eine bestmögliche Vermarktung des Stroms ist entscheidend, dass einerseits maximale Preise für den Strom erzielt werden und andererseits durch gute Prognosen und entsprechend geringe Kosten für den Intraday-Ausgleich und den Ausgleich des EEG-Bilanzkreises der Strom effizient vermarktet wird. Dafür erforderlich ist u. a. die Erstellung von Intraday-Prognosen.

Bei der Vermarktung des Stroms sind die Vorgaben der Bundesnetzagentur einzuhalten. Nach § 11 kann die Bundesnetzagentur im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit durch Rechtsverordnung Anforderungen an die Vermarktung festlegen, insbesondere zum Handelsplatz, zu den Anforderungen an die Prognoseerstellung und an die Beschaffung der Ausgleichsenergie sowie zu Transparenz- und Mitteilungspflichten.

Auch bereits in Kraft getretene Festlegungen, die Fragen der Vermarktung betreffen, sind einzuhalten. Dies betrifft insbesondere die Festlegung zum Bilanzkreis für Energie nach dem EEG.

Zu § 3 (EEG-Umlage)

§ 3 regelt die Weitergabe der Kosten.

Zu Absatz 1

Nach Absatz 1 können die Übertragungsnetzbetreiber von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen die erforderlichen Aufwendungen ersetzt verlangen, die im Rahmen der Vermarktung nach § 2 anfallen. Dabei sind die Anforderungen der folgenden Absätze einzuhalten: Absatz 2 regelt, wie die Umlage zu berechnen ist. Während die Absätze 3 und 4 bestimmen, welche Einnahmen und Ausgaben in die Berechnung der Umlage eingestellt werden können, regeln Absatz 5 die Verzinsung und Absatz 6 die Anwendung der EEG-Bestimmungen.

Die Aufwendungen können nur dann von den Stromvertrieben geltend gemacht werden, wenn sie erforderlich sind.

Zu Absatz 2

Absatz 2 beschreibt, wie die Höhe der Umlage zu ermitteln ist. Die Umlage ist in einem transparenten Verfahren zu berechnen. Dabei fließen die Differenz zwischen den prognos-

tizierten Einnahmen und Ausgaben für das folgende Kalenderjahr und die Differenz zwischen den tatsächlichen Einnahmen und Ausgaben (Saldo) zum Zeitpunkt der Berechnung ein. Die Umlage setzt sich also zusammen aus den Prognosewerten des Folgejahres und den Abweichungen in den vorangegangenen zwölf Kalendermonaten zwischen den tatsächlichen Einnahmen und Ausgaben. Die Abweichungen zwischen den Prognosewerten und den tatsächlich realisierten Werten verringern sich mit zunehmender Prognosegüte.

Zur Feststellung der Abweichungen und auch zur Erfüllung der Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten nach § 7 Absatz 4 wird bei den Übertragungsnetzbetreibern eine gesonderte Bilanzierung der Einnahmen und Ausgaben sinnvoll sein, das heißt die Einnahmen und Ausgaben müssten gesondert von den sonstigen Zahlungsströmen des Übertragungsnetzbetreibers verbucht werden. Diese Bilanzierung kann von den Übertragungsnetzbetreibern jeweils selbst oder gemeinsam durchgeführt werden.

Der Umlagebetrag wird gebildet auf Grundlage von Prognosen des Letztverbraucherabsatzes und der prognostizierten Strommengen, die an Unternehmen nach den §§ 40 bis 44 EEG in Verbindung mit § 6 dieser Verordnung geliefert werden. Die Umlage ergibt sich aus der Verrechnung der prognostizierten Einnahmen und Ausgaben und der Ist-Werte. Da die Ausgaben voraussichtlich die Einnahmen übersteigen werden, sind die Einnahmen von den Ausgaben abzuziehen. Ist der Saldo der Einnahmen und Ausgaben negativ, wird auch er von den prognostizierten Ausgaben abgezogen. Ist der Saldo positiv, wird er zur Differenz aus Kosten und Erlösen addiert.

Da die Umlage jeweils für das Folgejahr ermittelt wird, müssen die für das Folgejahr erwarteten Einnahmen und Ausgaben prognostiziert werden. Anforderungen an die Erstellung der Prognosen werden von § 4 festgelegt.

Für die Ausgaben sind die erwarteten Kosten für die Vergütung des Stroms nach dem EEG, Zinszahlungen sowie für Rückzahlungen entsprechend § 37 Absatz 4 EEG zu prognostizieren. Dies setzt zunächst die Prognose der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und des Vergütungsvolumens nach dem EEG voraus. Dabei sind die Strommengen abzuziehen, die voraussichtlich direkt von den Anlagenbetreibenden vermarktet werden.

Auf der Seite der Einnahmen sind die erwarteten Erlöse aus der Vermarktung des nach EEG vergüteten Stroms und Zins-einnahmen sowie die vermiedenen Netzentgelte zu prognostizieren. Diese Werte sind auch hier auf Grundlage der Prognose der EEG-Stromerzeugung im folgenden Kalenderjahr zu bestimmen. Für die erwarteten Einnahmen aus der Vermarktung des Stroms gibt § 4 Satz 2 die zu Grunde zu legenden Bezugsgrößen an der European Energy Exchange AG (EEX) vor. Anhand des danach ermittelten Börsenpreises für das Folgejahr, der prognostizierten nach EEG vergüteten Strommengen und des erwarteten Marktwerts des Stroms sind die erwarteten Einnahmen aus der Vermarktung zu ermitteln.

Für den anzusetzenden Marktwert des Stroms ist zwischen den verschiedenen erneuerbaren Energieträgern zu unterscheiden. Der Marktwert von Strom aus Wasserkraft, Depo-nie-, Klär- und Grubengas, Biomasse und Geothermie wird

dabei bei etwa 100 Prozent liegen, da dieser Strom im Tagesverlauf in der Regel gleich bleibend erzeugt wird. Für Strom aus solarer Strahlungsenergie wird wegen der Erzeugung zu Peak-Zeiten ein höherer Marktwert von etwa 120 Prozent anzusetzen sein. Für Strom aus Windenergie wird ein Marktwert von etwa 85 Prozent angenommen werden können (vgl. Sensfuß/Ragwitz, Entwicklung eines Förder-systems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung, 2009, abrufbar unter: http://eeg.tuwien.ac.at/events/iewt/iewt2009/papers/2D_3_SENSFUSS_F_P.pdf). Zudem ist für Strom aus Kombikraftwerken ein entsprechend höherer Marktwert zu berücksichtigen.

Neben den Einnahmen und Ausgaben ist der Saldo der tatsächlichen Geldflüsse für die Ermittlung der Umlage zu berücksichtigen. Maßgeblicher Zeitpunkt ist der Termin der Festlegung der Umlage. Auf diese Weise fließen auch die Abweichungen der vorangegangenen zwölf Kalendermonate zwischen der auf Prognosebasis ermittelten Umlage und den tatsächlich realisierten Einnahmen und Ausgaben in die Ermittlung der Umlage ein. Für die Ermittlung der ersten Umlage nach Umstellung des Ausgleichsmechanismus wird dieser Termin noch keine Rolle spielen, da noch keine Einnahmen bzw. Ausgaben erzielt wurden. Bei der zweiten Umlage-Ermittlung können nur Zahlungsströme von Januar 2010 bis Mitte Oktober 2010 berücksichtigt werden, weil im Vorjahr der Ermittlung der Umlage noch keine Vermarktungstätigkeit erfolgt ist.

Nach Satz 2 ist die Umlage in Cent pro an Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher gelieferter Kilowattstunde anzugeben. Aus der entsprechenden Anwendung des § 43 Absatz 3 EEG ergibt sich, dass dabei nur der nichtprivilegierte Letztverbrauch maßgeblich ist. Für diese Angaben ist demnach die Prognose des nichtprivilegierten Letztverbrauchs im Folgejahr erforderlich.

Die Umlage für das folgende Kalenderjahr ist bis zum 15. Oktober eines Jahres zu veröffentlichen. Daraus ergibt sich, dass die Umlage bis zu diesem Zeitpunkt auch ermittelt sein muss. Die Umlage ist als bundesweit einheitlicher Wert in Cent pro an (nichtprivilegierte) Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher gelieferte Kilowattstunde zu ermitteln. Der Ausgleich der Einnahmen und Ausgaben nach Absatz 6 Satz 3 soll in Verbindung mit dem Horizontausgleich der Strommengen und Vergütungen nach § 36 EEG sicherstellen, dass eine bundesweit einheitliche Umlage ermittelt wird. Mit der bundesweit einheitlichen Umlage soll der bisherigen Praxis der unterschiedlich hohen Differenzkosten entgegengewirkt und eine gleichmäßige Verteilung der mit der Förderung Erneuerbarer Energien verbundenen Kosten sichergestellt werden.

Zu Absatz 3

Absatz 3 bestimmt, welche Einnahmen der Übertragungsnetzbetreiber für die Umlage in Anrechnung zu bringen sind.

Einnahmen sind danach die Erlöse aus der vortägigen und untertägigen Vermarktung des Stroms, die Einnahmen aus den Zahlungen der Umlage, Zins-einnahmen für Zeiträume mit positivem Saldo, Einnahmen aus der Abrechnung der Ausgleichsenergie des EEG-Bilanzkreises und Einnahmen aus der Abrechnung nach § 37 Absatz 4 EEG. Bei den Erlösen aus der Vermarktung des Stroms sind gegebenenfalls er-

zielte negative Börsenpreise zu berücksichtigen. Die Zahlungen aus der Abrechnung nach § 37 Absatz 4 EEG von den Stromvertrieben können erstmals aufgrund der Abrechnungen für das Kalenderjahr 2010 erfolgen.

Zu Absatz 4

Absatz 4 legt fest, welche Positionen Ausgaben sind und daher in die Umlage nach Absatz 1 eingestellt werden können. Aus Absatz 1 folgt, dass die Ausgaben nur geltend gemacht werden können, soweit sie erforderlich waren. Unter die Ausgaben fallen demnach die Vergütungszahlungen für den nach EEG vergüteten Strom, Zinszahlungen für Zeiträume mit einem negativen Saldo, die Rückzahlungen aus den Abrechnungen entsprechend § 37 Absatz 4 EEG, angemessene Prognosekosten sowie die Kosten für den untertägigen Ausgleich und für Ausgleichsenergie. Dabei ist sicherzustellen, dass der Ausgleich so effizient und kostengünstig wie möglich durchgeführt wird.

Zu Absatz 5

Nach Absatz 5 sind Differenzbeträge mit den angegebenen Zinssätzen monatlich zu verzinsen. Maßgeblich sind die tatsächlichen Geldflüsse. Als Zinssatz gilt der Monatsdurchschnitt des Euribor (Euro Interbank Offered Rate, Euro-Referenzzinssatz für den Interbankenhandel am Geldmarkt) für Einmonatsgeld zuzüglich eines Aufschlages von 0,3 Prozentpunkten.

Zu Absatz 6

Satz 1 ordnet die entsprechende Geltung des § 37 Absatz 1 Satz 2, Absatz 2, 4 bis 6, der §§ 38 und 39 EEG an. Demnach muss die Umlage nicht von solchen Elektrizitätsversorgungsunternehmen gezahlt werden, die, bezogen auf die gesamte von ihnen gelieferte Strommenge, mindestens 50 Prozent nach dem EEG vergüteten Strom (§§ 23 bis 33 EEG) liefern, vgl. § 37 Absatz 1 Satz 2 EEG.

Aus der entsprechenden Anwendung des § 37 Absatz 2 EEG ergibt sich der jeweils abzunehmende Anteil der Umlage. Nach § 37 Absatz 4 EEG ist zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Stromvertrieben auch weiterhin die zu viel oder zu wenig gezahlte Umlage in der Folgezeit auszugleichen. Diese Beträge sind als Einnahmen bzw. Ausgaben zu verbuchen. Satz 2 gibt für die Anwendung des § 37 Absatz 4 EEG die Frist für den tatsächlichen Ausgleich der Vergütungszahlungen vor.

§ 37 Absatz 5 EEG ordnet an, dass der nach EEG vergütete Strom von den Übertragungsnetzbetreibern nicht unter der Durchschnittsvergütung veräußert werden darf, wenn der Strom als „Strom aus erneuerbaren Energien“ oder „Grünstrom“ vermarktet wird. In diesem Zusammenhang ist auch § 56 EEG zu beachten.

Nach § 37 Absatz 8 EEG müssen auch solche Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher die Umlage tragen, die Strom nicht von Elektrizitätsversorgungsunternehmen beziehen, sondern von einer dritten Person.

Nachträgliche Korrekturen im Sinne des § 38 EEG werden nunmehr bei der jeweils nächsten Ermittlung der Umlage berücksichtigt. Die Umlage ist entsprechend § 39 EEG in monatlichen Abschlägen in angemessenem Umfang zu zahlen.

Nach Satz 3 gelten die EEG-Regelungen zum Horizontalausgleich entsprechend für den Ausgleich der Einnahmen und Ausgaben. Dieser Ausgleich ist nur dann erforderlich, wenn die Übertragungsnetzbetreiber nicht gemeinsam ihre Einnahmen und Ausgaben verbuchen. Mit dem Ausgleich der Einnahmen und Ausgaben soll die Ermittlung der bundesweit einheitlichen Umlage sichergestellt werden.

Zu § 4 (Prognose der Einnahmen und Ausgaben)

Nach § 4 sind die nach § 3 erforderlichen Prognosen nach dem Stand von Wissenschaft und Technik zu erstellen. Mit dieser Anforderung soll eine möglichst genaue Ermittlung der Umlage gewährleistet werden, um die Bilanz von Einnahmen und Ausgaben ausgeglichen zu halten.

Da die Prognosegüte von entscheidender Bedeutung für eine wirklichkeitsnahe Umlagenhöhe ist, sind hohe Anforderungen an die Prognosen zu stellen. Daher sind auch alle verfügbaren Erkenntnisse einzubeziehen, insbesondere Gutachten zur Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (beispielsweise des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit).

Die Sätze 2 und 3 regeln, wie der Börsenpreis des folgenden Kalenderjahres zu prognostizieren ist. Mit der Anknüpfung an die Preise für Terminkontrakte für Grundlaststrom im Folgejahr („Phelix Baseload Year Future“) soll eine möglichst genaue Prognose der Strompreise im Folgejahr sicherstellen.

Dazu sind die Preise für das Produkt „Phelix Baseload Year Future“ der Strombörse European Energy Exchange AG in Leipzig (EEX) im Folgejahr aus den Monaten Oktober des Vorjahres bis September des laufenden Kalenderjahres zugrunde zu legen und daraus der Durchschnittspreis zu ermitteln. Der Preis für „Phelix Baseload Year Future“ ist tagesgenau und auch für zurückliegende Zeiträume auf der Homepage der EEX abrufbar (www.eex.com).

Für die Prognose der Einnahmen ist der Marktwert des Stroms zu berücksichtigen. Dabei ist zwischen den verschiedenen erneuerbaren Energieträgern zu unterscheiden. Der Marktwert von Strom aus Wasserkraft, Deponie-, Klär- und Grubengas, Biomasse und Geothermie wird dabei bei etwa 100 Prozent liegen, da dieser Strom im Tagesverlauf in der Regel gleich bleibend erzeugt wird. Für Strom aus solarer Strahlungsenergie wird wegen der Erzeugung zu Peak-Zeiten ein höherer Marktwert von etwa 120 Prozent anzusetzen sein. Für Strom aus Windenergie wird ein Marktwert von etwa 85 Prozent angenommen werden können (vgl. Sensfuß/Ragwitz, Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung, 2009, abrufbar unter: http://eeg.tuwien.ac.at/events/iewt/iewt2009/papers/2D_3_SENSFUSS_F_P.pdf). Zudem ist für Strom aus Kombikraftwerken ein entsprechend höherer Marktwert zu berücksichtigen.

Zu § 5 (Beweislast)

§ 5 regelt die Beweislast im Rahmen der Weitergabe der Kosten. Danach trifft die Übertragungsnetzbetreiber die Beweislast, wenn die Notwendigkeit oder Höhe der Kosten oder die Höhe der Erlöse streitig ist. Diese Zuordnung der Beweislast beruht auf der Sachnähe und Verantwortlichkeit

der Übertragungsnetzbetreiber bei der Wahrnehmung der Aufgabe.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind solange beweispflichtig, wie sie die Aufgabe der Vermarktung und die damit zusammenhängende Ermittlung der Umlage durchführen. Bei Übertragung dieser Aufgaben auf andere Akteure ist diese Regelung im Rahmen der Verordnung nach § 11 Nummer 4 entsprechend anzupassen.

Zu den §§ 6 bis 9

Infolge der Umstellung des bundesweiten physikalischen und finanziellen Ausgleichs (§ 34 ff. EEG) auf einen rein finanziellen Ausgleich existiert keine Strommenge mehr, die nach § 37 Absatz 1 EEG abgenommen und vergütet werden müsste.

An ihre Stelle ist eine reine Zahlungspflicht (Umlage) getreten. Den Stromvertriebsunternehmen steht es im Rahmen ihrer Dispositionsfreiheit wie auch bislang frei, die Umlage als einen unter mehreren Kostenbestandteilen in ihr Portfolio zu integrieren oder sie gesondert nach § 8 auszuweisen.

Diese Neuregelung erfordert die Anpassung

- der besonderen Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen (§ 40 ff. EEG) durch § 6,
- der Transparenzregelungen durch die §§ 7 und 8 und
- der Aufgaben und Befugnisse der Bundesnetzagentur durch § 10.

Die betreffenden EEG-Regelungen sind nach den in den §§ 6 bis 10 aufgeführten Maßgaben durchzuführen und gelten im Übrigen unverändert fort. Spezielle Übergangsbestimmungen enthalten § 6 Absatz 2 und § 12.

Zu § 6 (Anwendung der Besonderen Ausgleichsregelung)

Zu Absatz 1

Die Umstellung des Ausgleichsmechanismus erfordert die Anpassung der besonderen Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen (§ 40 ff. EEG) durch die Nummern 1 bis 3. Im Übrigen gelten die Vorschriften des § 40 ff. EEG unverändert fort.

Zu Nummer 1

Infolge der Neuregelung des bundesweiten Ausgleichs existiert keine Strommenge mehr, die nach § 40 Absatz 1 Satz 1 in Verbindung mit Absatz 2 EEG anteilig begrenzt werden könnte.

An ihre Stelle kann infolge der Neuregelung des EEG-Ausgleichs nur die Umlage als Zahlungspflicht treten, soweit das jeweilige Stromvertriebsunternehmen die Umlage dem betreffenden Unternehmen des produzierenden Gewerbes oder der Schienenbahn in Rechnung stellt.

Aus diesem Grund ist es dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) nicht möglich, die anteilig weitergereichte „Strommenge nach § 37“ (§ 40 Absatz 1 Satz 1 EEG) zu begrenzen. Nummer 1 regelt daher, dass das BAFA die (gegebenenfalls) dem betreffenden Unternehmen in Rechnung gestellte Umlage begrenzt.

Wirtschaftlich betrachtet ist das Ergebnis nach bisheriger Rechtslage und nach der Neuregelung in Nummer 1 weitgehend identisch. Nach bisheriger Rechtslage war der gesetzlich vorgegebene Wert von 0,05 Cent je Kilowattstunde ein Prognosewert, der geringfügig schwanken konnte. Nach der Neuregelung ist der Wert unveränderlich. Die Neuregelung entspricht der gesetzlichen Zielsetzung damit noch besser und gibt den betroffenen Unternehmen absolute Planungssicherheit.

Damit die Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 43 Absatz 1 Satz 4 EEG im jeweiligen Folgejahre ihre Berechnung des Verhältnisses der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung vornehmen können, als wäre eine Begrenzungsentscheidung nicht ergangen, hat das Stromversorgungsunternehmen dem Unternehmen des Produzierenden Gewerbes auf Anforderung mitzuteilen, wie hoch sein Anteil an der Umlage ohne den Begrenzungsbescheid gewesen wäre. Dabei ist der konkrete Stromliefervertrag zu berücksichtigen, wenn er einen niedrigeren Anteil an der Umlage oder eine niedrigere EEG-Strom-Abnahme regelt.

Zu Nummer 2

Infolge der Neuregelung des bundesweiten Ausgleichs existiert keine Strommenge mehr, die nach § 37 EEG anteilig an das Unternehmen weitergereicht und von diesem selbst verbraucht werden könnte, wie es § 41 Absatz 1 Nummer 3 EEG voraussetzt.

An ihre Stelle kann infolge der Neuregelung des EEG-Ausgleichs nur die Umlage als Zahlungspflicht treten, soweit das jeweilige Stromvertriebsunternehmen die Umlage dem betreffenden Unternehmen des Produzierenden Gewerbes oder der Schienenbahn in Rechnung stellt.

Daher fingiert Nummer 3, dass die Voraussetzung nach § 41 Absatz 1 Nummer 3 EEG als erfüllt gilt, wenn das Unternehmen die Umlage anteilig an sein Elektrizitätsversorgungsunternehmen gezahlt hat.

Für den Nachweis gilt weiterhin § 41 Absatz 2 Satz 1 EEG.

Die Neuregelung gilt nach § 42 EEG für Schienenbahnen entsprechend.

Zu Nummer 3

Infolge der Neuregelung des bundesweiten Ausgleichs existiert kein Anspruch auf Abnahme der Strommenge und Vergütung dieser Strommenge nach § 36 Absatz 3 und § 37 EEG mehr, der entsprechend der Entscheidung des BAFA nach § 40 EEG begrenzt werden könnte, wie es § 43 Absatz 3 EEG voraussetzt.

An diese Stelle ist infolge der Neuregelung des EEG-Ausgleichs der Anspruch auf Zahlung der Umlage getreten.

Nummer 3 ordnet daher an, dass § 43 Absatz 3 EEG für die Ansprüche der Übertragungsnetzbetreiber untereinander nach § 36 EEG und gegen Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach § 5 entsprechend gilt. Im Ergebnis treten an die Stelle der bisherigen Ansprüche auf Abnahme und Vergütung des Stroms nun die Ansprüche auf Zahlung des Ausgleichsbetrags durch die jeweils anderen Übertragungsnetzbetreiber bzw. der Umlage durch die Stromvertriebsunternehmen.

Zu Absatz 2

Absatz 2 schafft eine Übergangsregelung für den Fall, dass das Geschäftsjahr vom Kalenderjahr abweicht. Bei der Antragstellung im Jahr 2010 müssen danach sowohl der anteilig abgenommene EEG-Strom als auch die Zahlung der Umlage durch ein Wirtschaftsprüfergutachten nachgewiesen werden.

Zu § 7 (Anwendung der Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten)

Die Umstellung des Ausgleichsmechanismus erfordert die Anpassung der Transparenzregelungen des EEG durch die §§ 7 und 8. Im Übrigen gelten die Vorschriften des § 45 ff. EEG unverändert fort.

Infolge der Neuregelung des bundesweiten Ausgleichs existiert keine Strommenge mehr, die nach § 37 EEG von den Stromvertriebsunternehmen anteilig abgenommen und vergütet werden müsste. An ihre Stelle ist infolge der Neuregelung des EEG-Ausgleichs nach § 5 die Pflicht zur Zahlung der Umlage als reine Zahlungspflicht getreten.

Aus diesem Grund ist es sowohl den Übertragungsnetzbetreibern als auch den Stromvertriebsunternehmen rechtlich unmöglich, entsprechende Daten zur Verfügung zu stellen. § 7 regelt daher, dass die Pflichten nach § 45 EEG (nur) entsprechend, im Übrigen aber vollumfänglich, für den neuen rein finanziellen Ausgleich gelten.

Damit sind weiterhin alle am bundesweiten EEG-Ausgleich beteiligten Akteure in vollem Umfang verpflichtet, einander die für den neuen bundesweiten Ausgleich jeweils erforderlichen Daten, insbesondere die in den §§ 46 bis 50 EEG genannten, unverzüglich zur Verfügung zu stellen. § 38 EEG gilt insofern weiterhin entsprechend.

Absatz 4 regelt Transparenz- und Veröffentlichungspflichten im Zusammenhang mit den Einnahmen und Ausgaben der Übertragungsnetzbetreiber. Nach Nummer 1 sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, unverzüglich monatlich und jährlich die Einnahmen und Ausgaben, die nach § 3 Absatz 3 und 4 in die Umlage eingestellt werden, auf ihren Internetseiten zu veröffentlichen und vorzuhalten. Die Einnahmen und Ausgaben sind dabei aufgeschlüsselt nach den einzelnen Positionen der Absätze 3 und 4 des § 3 anzugeben. Eine unverzügliche Veröffentlichung ist in der Regel gegeben, wenn die Daten am Monatsanfang für den Vormonat veröffentlicht werden.

Nummer 2 fordert die unverzügliche Weitergabe der Daten zu Einnahmen und Ausgaben des Vorjahres an die Bundesnetzagentur. Da die Angaben zu Einnahmen und Ausgaben den Übertragungsnetzbetreibern sofort zu Beginn eines neuen Jahres für das Vorjahr zur Verfügung stehen, verzichtet die Regelung auf einen Stichtag. Vielmehr dürften die entsprechenden Daten der Bundesnetzagentur zeitnah zu Jahresbeginn übermittelt werden.

Zu § 8 (Anwendung der Differenzkostenregelungen)**Zu Absatz 1**

Nach Absatz 1 ersetzt die Umlage die Differenzkosten; im Übrigen gelten die Vorschriften zur Anzeige der mit dem EEG verbundenen Kosten nach den §§ 53 und 54 EEG auch weiterhin.

Demnach sind die Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher liefern, zur Anzeige der Umlage gegenüber Dritten berechtigt. Die Vorschrift des § 53 Absatz 2 EEG wird von § 8 Absatz 2 aufgegriffen. Die Regelungen zur Abrechnung nach § 54 Absatz 1 und 3 EEG gelten für die Umlage entsprechend; für die Regelung des § 54 Absatz 2 wird kein Anwendungsbereich mehr bestehen.

In den ersten beiden Jahren nach Wegfall des physikalischen Ausgleichs wird wegen der Endabrechnungen der Vorjahre noch ein physikalischer Ausgleich von Über- und Untermengen nach § 37 Absatz 4 EEG erfolgen. Dieser Ausgleich findet – wie nach bislang geltendem Recht – physikalisch statt. Die Ausgleichsmengen sind also mit dem EEG-Durchschnittsvergütungssatz nach § 37 Absatz 3 EEG zu bezahlen. Somit können insoweit in den ersten beiden Jahren der Neuregelung noch Differenzkosten anfallen. Nur für diese Differenzkosten bleibt es bei der unveränderten Geltung der §§ 53, 54 EEG.

Zu Absatz 2

Absatz 2 beschreibt, wie bei Anzeige der Umlage gegenüber Dritten auf den Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien Bezug zu nehmen ist.

Mit dem Wegfall der physikalischen Weitergabe des nach EEG vergüteten Stroms von den Übertragungsnetzbetreibern an die Stromvertriebe haben die Vertriebsunternehmen keinen gesetzlich vorgeschriebenen Anteil an nach EEG vergütetem Strom mehr in ihrem Stromportfolio. Auf der anderen Seite kann der nach EEG vergütete Strom mit dem Verkauf an einer Strombörse nicht mehr als „EEG-Strom“ ausgewiesen werden, sondern lediglich als UCTE-Strommix (vgl. § 42 Absatz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes – EnWG). Um dennoch darstellen zu können, welche EEG-Mengen die Stromkundinnen oder Stromkunden mit der Umlage finanzieren, ist der voraussichtliche Anteil des nach EEG vergüteten Stroms am voraussichtlichen bundesweiten Strommix anzugeben. Davon unberührt bleibt die allgemeine Pflicht zur Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG.

Der voraussichtliche Anteil des nach EEG vergüteten Stroms am voraussichtlichen gesamtdeutschen Strommix soll als Jahresdurchschnittswert auf Grundlage der entsprechenden Daten des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) mitgeteilt werden.

Zu § 9 (Evaluierung)

Nach dieser Regelung evaluiert die Bundesnetzagentur diese Verordnung und legt dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie bis zum angegebenen Termin einen entsprechenden Bericht vor. Dabei wird insbesondere auf die Erfahrungen bei der Vermarktung des nach EEG vergüteten Stroms, auf die Ermittlung und Weitergabe der Umlage und die Auswirkungen der Verordnung auf den Strommarkt einzugehen sein. Auf Grundlage dieser Erkenntnisse entwickelt die Bundesnetzagentur Vorschläge zur weiteren Ausgestaltung des Ausgleichsmechanismus nach dieser Verordnung. Dies betrifft insbesondere die Übertragung der Aufgabe der Vermarktung des nach EEG vergüteten Stroms auf andere Akteure.

Die Frist für die Vorlage des Berichts resultiert aus den Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten des EEG. Der Bundesnetzagentur sind bis zum 31. Mai 2011 die Endabrechnungen der Netzbetreiber bzw. bis zum 31. Juli die Endabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr 2010 vorzulegen (vgl. § 51 Absatz 1 EEG), so dass ein aussagekräftiger Bericht für das Jahr 2010 nicht vor Ende des Jahres 2011 erstellt werden kann. Für die auf der Grundlage des Berichts nach § 11 Nummer 4 zu erstellende Verordnung sollen darüber hinaus auch die Daten und Erkenntnisse aus dem Jahr 2011 genutzt werden, soweit sie verfügbar sind.

Zu § 10 (Aufgaben und Befugnisse der Bundesnetzagentur)

Die Umstellung des Ausgleichsmechanismus erfordert die Anpassung der Aufgaben und Befugnisse der Bundesnetzagentur durch § 10. Im Übrigen gelten die Vorschriften des § 57 ff. EEG unverändert fort.

Zu Absatz 1

Infolge der Neuregelung des bundesweiten Ausgleichs werden den Stromvertriebsunternehmen keine Vergütungen im Sinne des § 61 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 EEG mehr in Rechnung gestellt.

Auch existieren keine Differenzkosten mehr, die nach § 54 Absatz 1 EEG abgerechnet werden könnten. § 51 Absatz 1 Satz 1 Halbsatz 2 EEG, der für den Fall, dass Differenzkosten nach § 54 Absatz 1 EEG abgerechnet werden, die Vorlage von Daten zur Überprüfung der Strombezugskosten anordnet, geht daher ins Leere.

Die Überwachung nach § 61 Absatz 1 Satz 1 EEG kann sich damit nicht mehr auf die gezahlten Vergütungen und die Differenzkosten beziehen.

Aus diesem Grund ordnet § 10 an, dass die Aufgaben und Befugnisse der Bundesnetzagentur nach § 61 EEG entsprechend gelten. Damit obliegt der Bundesnetzagentur auch die Überwachung der Vermarktung sowie der Ermittlung, Festlegung, Veröffentlichung und Weitergabe der Umlage.

Anforderungen an die Vermarktung werden in § 2 geregelt. Danach obliegt der Bundesnetzagentur die Prüfung, ob die Vermarktung mit der Sorgfalt eines ordentlichen und gewissenhaften Händlers durchgeführt worden ist. Umfasst sind damit neben den erzielten Erlösen auch die Qualität der Prognosen, der Intraday-Ausgleich und der Ausgleich des EEG-Bilanzkreises. Bei der Überwachung der Ermittlung der Umlage ist insbesondere auch die Erstellung der Prognosen für die Einnahmen und Ausgaben des Folgejahres zu prüfen.

Zu Absatz 2

Nach Absatz 2 erstellt die Bundesnetzagentur aus den ihr nach § 7 Abs. 4 übermittelten Angaben eine zusammengefasste Bilanz und veröffentlicht diese im Internet. Die Erstellung einer zusammengefassten Bilanz ist nur dann erforderlich, wenn die Übertragungsnetzbetreiber nicht gemeinsam die Einnahmen und Ausgaben verbuchen. Die aggregierte Bilanz soll die Gesamtkosten und -erlöse der Vermarktung des nach EEG vergüteten Stroms darstellen und die Höhe der Umlage nachvollziehbar machen.

Bei der Veröffentlichung und Weitergabe der Daten sind die Anforderungen des Datenschutzes einzuhalten.

Zu § 11 (Verordnungsermächtigung)

§ 11 ermächtigt die Bundesnetzagentur zum Erlass von Rechtsverordnungen im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Danach können Anforderungen an die Vermarktung des nach EEG vergüteten Stroms festgelegt werden. Dies betrifft insbesondere die Bereiche Handelsplatz, Prognoseerstellung, Beschaffung der Ausgleichsenergie, Transparenz- und Mitteilungspflichten, die Einnahmen und Ausgaben, die in die Umlage einzurechnen sind, Einzelheiten des anzuwendenden Zinssatzes sowie Anreize zur bestmöglichen Vermarktung des Stroms wie beispielsweise Gewinnbeteiligungen oder bilaterale Verträge zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Anlagenbetreibern. Derartige Verträge zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Anlagenbetreibern können zu einer verbesserten Integration des Stroms in das Stromsystem und damit zu einer effizienteren Vermarktung führen. In diesem Zusammenhang sind auch die Regelungen zu den Einnahmen und Ausgaben entsprechend anzupassen und die Ziele des EEG zu berücksichtigen.

Zudem besteht nach Nummer 4 die Ermächtigung, Regelungen zur Übertragung der Aufgabe der Vermarktung auf Dritte in einem transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu regeln. Diese Ermächtigung ist im Anschluss an die Vorlage des Evaluierungsberichts nach § 9 umzusetzen und umfasst insbesondere die Ausschreibungsmodalitäten sowie die Rechtsbeziehungen der Dritten zu den Übertragungsnetzbetreibern. Bei der Erarbeitung der Verordnung sollen auch die nach Erstellung des Berichts nach § 9 gesammelten Daten und Erkenntnisse berücksichtigt werden. Im Rahmen dieser Verordnung können auch die in den Nummern 1 bis 3 des § 11 aufgeführten Ermächtigungen in Bezug auf die neuen Akteure umgesetzt werden. So können beispielsweise Anforderungen an die Prognoseerstellung und die damit verbundene Zuordnung von Ausgaben ebenso geregelt werden wie Anreize zur bestmöglichen Vermarktung des Stroms.

Zu § 12 (Übergangsbestimmungen)

Diese Regelung stellt klar, dass für die Endabrechnungen der Kalenderjahre 2008 und 2009 diese Verordnung keine Anwendung findet. Demnach richtet sich der aus den Endabrechnungen für 2008 und 2009 resultierende Ausgleich der Strommengen und Vergütungszahlungen allein nach den Regelungen des EEG.

Zu § 13 (Inkrafttreten)

§ 13 regelt das Inkrafttreten der Verordnung. Danach treten die §§ 3, 4, 6 Absatz 1 Nummer 1 und 3, Absatz 2 und die §§ 7 bis 13 am Tag nach der Verkündung in Kraft, während die übrigen Regelungen zum 1. Januar 2010 in Kraft treten. Dieses gespaltene Inkrafttreten beruht auf der Tatsache, dass insbesondere die Vorschriften zur Festlegung der Umlage und zur besonderen Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen vor Umstellung des Ausgleichsmechanismus wirksam werden müssen, um die erforderlichen Maßnahmen fristgemäß durchführen zu können.

Der Ausgleichsmechanismus selbst hingegen kann wegen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen nur zum Beginn eines Kalenderjahres umgestellt werden.

Während der ersten beiden Jahre nach Wegfall der physikalischen Weitergabe des nach EEG vergüteten Stroms wird der bisherige Ausgleichsmechanismus „auslaufen“, d. h. die Endabrechnungen der zurückliegenden zwei Jahre werden noch durchgeführt.

Daher werden in dieser Übergangszeit auch noch Abweichungen zwischen den unterjährigen EEG-Stromlieferungen und Zahlungen und der Jahresabrechnung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Stromvertrieben ausgeglichen werden. Die Übertragungsnetzbetreiber werden entsprechend den Jahresabrechnungen für 2008 und 2009 den einzelnen Vertrieben die individuellen monatlichen Bandlieferungen und Ratenzahlungen jeweils für die Monate Januar bis September des Folgejahres bekannt geben. Daraus gegebenenfalls resultierende Nachbelastungen können die Stromvertriebe wie auch bisher nach den §§ 53 und 54 EEG gegenüber ihren Endkundinnen und Endkunden anzeigen.

Demgegenüber bleiben Differenzkosten, die infolge des Ausgleichs nach § 37 Absatz 4 EEG in den beiden Übergangsjahren anfallen, im Verfahren nach § 40 ff. EEG außer Betracht; sie müssen also in keinem Fall für die Begrenzung durch das BAFA berücksichtigt werden. Entscheidend ist allein, dass der Wert 0,05 Cent erreicht wird (vgl. § 6). Dass darüber hinaus vom Vertriebsunternehmen noch Differenzmengen abgenommen werden müssen, spielt für das BAFA und das begünstigte Unternehmen keine Rolle.

Auch die Jahresabrechnungen zwischen den Verteilnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern werden wie bislang abgewickelt.

Stellungnahme des Nationalen Normenkontrollrates

Der Nationale Normenkontrollrat hat den Entwurf der Verordnung auf Bürokratiekosten geprüft, die durch Informationspflichten begründet werden.

Der Verordnungsentwurf enthält insgesamt drei neue Informationspflichten für die Wirtschaft. Des Weiteren werden für die Wirtschaft fünf bestehende Informationspflichten modifiziert. Insgesamt ist nach Einschätzung des Ressorts mit einer jährlichen Nettoentlastung für die Wirtschaft von 17 362,32 Euro zu rechnen.

Für Bürgerinnen und Bürger entstehen keine neuen Informationspflichten.

Für die Verwaltung wird eine neue Informationspflicht eingeführt. Ein administrativer Mehraufwand ist damit nach Einschätzung des Ressorts nicht verbunden.

Der Nationale Normenkontrollrat hat im Rahmen seines gesetzlichen Prüfauftrags keine Bedenken gegen das Regelungsvorhaben.

