

EEcompact

EEG 2012 im Überblick



 inside partner

edition
umwelt &
energie

Impressum

Herausgeber und Verlag:

ip inside partner
Werbeagentur und Verlag GmbH
Am Bahndamm 9
48739 Legden

Telefon (0 25 66) 93399-0
Telefax (0 25 66) 93399-99

info@inside-partner.de
www.inside-partner.de

© ip inside partner

Rechtsstand: 1. Dezember 2011

Alle Rechte vorbehalten. Abdruck, Nachdruck, datentechnische Vervielfältigung und Wiedergabe (auch auszugsweise) oder Veränderung über den vertragsgemäßigen Gebrauch hinaus bedürfen der schriftlichen Zustimmung des Verlages.

Hinweis: Die Broschüre dient der allgemeinen Information und ersetzt keine Rechtsberatung im Einzelfall. Eventuelle Gesetzesänderungen sind zu berücksichtigen. Die Rechtsprechung ist im Einzelfall zu prüfen. Die Angaben in diesem Werk sind nach bestem Wissen und mit der gebotenen Sorgfalt erstellt worden. Dennoch können Verlag und Autoren keine Haftung für etwaige Fehler übernehmen.

Der Autor

Philipp Wernsmann ist Rechtsanwalt und spezialisiert auf den Bereich der Erneuerbaren Energien. Schwerpunkt seiner anwaltlichen Tätigkeit ist die Beratung und Betreuung von Biogas- und Photovoltaik-Anlagenbetreibern zu allen genehmigungs- und EEG-rechtlichen Fragen.

Inhalt

I. Einleitung	5
II. Überblick der Änderungen des EEG 2012	6
1. Allgemeine Änderungen	6
1.1 Verstärkte Systemintegration - Einspeisemanagement auch für PV-Anlagen	6
1.2 Festlegung zur Abschaltreihenfolge im Einspeisemanagement	7
1.3 Entschädigungsanspruch bei Durchführung des Einspeisemanagements	7
1.4 Stärkere Rolle der Clearingstelle	7
1.5 Neue Befugnisse der Bundesnetzagentur	8
2. Änderungen für die einzelnen Energieträger	8
2.1 Wasserkraft (§ 23 EEG 2012)	8
2.2 Deponie-, Klär- und Grubengas (§§ 24-26 EEG 2012)	8
2.3 Geothermie (§ 28 EEG 2012)	10
2.4 Biomasse (§§ 27 ff. EEG 2012)	10
2.5 Photovoltaik (§§ 32-33 EEG 2012)	14
2.6 Windenergie (§§ 29-31 EEG 2012)	16
3. Direktvermarktung	17
3.1 Grundlagen und Formen der Direktvermarktung	17
3.2 Grünstromprivileg	18
3.3 Marktprämie	19
3.4 Flexibilitätsprämie (§ 33i EEG 2012)	20

III. Gegenüberstellung EEG 2009 – EEG 2012 mit Gesetzesbegründung	21
Teil 1 – Allgemeine Vorschriften	22
Teil 2 – Anschluss, Abnahme, Übertragung und Verteilung	33
Teil 3 – Einspeisevergütung	53
Teil 3a – Direktvermarktung	110
Teil 4 – Ausgleichsmechanismus	123
Teil 5 – Transparenz	145
Teil 6 – Rechtsschutz und behördliches Verfahren	164
Teil 7 – Verordnungsermächtigung, Erfahrungsbericht, Übergangsbestimmungen	176
Anlage 1 – Technologie-Bonus (EEG 2009), Gasaufbereitungs-Bonus (EEG 2012)	212
Anlage 2 – Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen (EEG 2009), Erzeugung von Kraft-Wärme-Kopplung (EEG 2012)	214
Anlage 3 – KWK-Bonus (EEG 2009), Referenzertrag (EEG 2012)	222
Anlage 4 – Wärmenutzungs-Bonus (EEG 2009), Höhe der Marktpremie (EEG 2012)	226
Anlage 5 – Referenzertrag (EEG 2009), Höhe der Flexibilitätsprämie (EEG 2012)	233
Kalender 2012	236

Zum 01.01.2012 tritt die nächste umfassende Novellierung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes in Kraft. Die Erfolge der gesetzlichen Einspeisevergütung sind unbestritten und werden politisch nicht mehr infrage gestellt: Im ersten Halbjahr 2011 betrug der Anteil der Erneuerbaren Energien erstmals mehr als 20 % an der Stromerzeugung. Mit dem zunehmenden Erfolg der Erneuerbaren Energien und einem stetig wachsenden Anteil an der Stromerzeugung hat aber auch die rechtliche Regulierung zugenommen.

Das EEG ist jetzt in der vierten grundlegend überarbeiteten Auflage verabschiedet worden – dieses Mal zwar keine vollständige neue Fassung, aber mit einer Vielzahl von neuen oder geänderten Regelungen gegenüber dem EEG 2009. Die neue Fassung ist noch komplexer geworden. Das ist zum einen dem Erfordernis der technischen Integration der Erneuerbaren Energien in die Stromerzeugung geschuldet, aber auch dem Ziel der Politik, bestimmte Entwicklungen zu korrigieren und insbesondere die Direktvermarktung außerhalb der gesetzlichen Einspeisevergütung zu fördern.

Die Paragraphenfolge des EEG 2009 bleibt bei dieser Novellierung bestehen, dennoch sind in vielen Bereichen umfassende Änderungen vorgenommen worden. Im Grundsatz gilt das EEG 2009 auch für Anlagen, die unter dem EEG 2000 und 2004 in Betrieb genommen worden sind. Ausnahmen, insbesondere die Fortgeltung der einmal durch die Inbetriebnahme festgelegten Vergütung für die konkrete Anlage, sind in den jeweiligen Übergangsvorschriften festgehalten. Das EEG 2012 weicht davon ab: Grundsätzlich gilt das EEG 2009 für bis zum 31.12.2011 in Betrieb genommene Anlagen fort; soweit die Regelungen des EEG 2012 auch für diese „Altanlagen“ gelten, ist das jetzt in der Übergangsvorschrift ausdrücklich angeordnet. Daher werden in den kommenden Jahren sowohl das EEG 2009 als auch das EEG 2012 nebeneinander anzuwenden sein.

Diese Broschüre stellt beide Fassungen des Gesetzes synoptisch dar, um sowohl Anlagen- und Netzbetreibern, als auch Investoren, Projektierern, Planern und weiteren Marktakteuren einen schnellen Überblick über die Regelungen zu ermöglichen. Da die Hintergründe, politischen Ziele und Zusammenhänge der gesetzlichen Regelungen vielfach erst zu erschließen sind, wenn die Gesetzesbegründung mitgelesen wird, ist diese ebenfalls unmittelbar nach der Norm des EEG 2012 wiedergegeben. Um die Änderungen durch den Umweltausschuss kenntlich zu machen, sind diese kursiv gedruckt. Redaktionelle Anmerkungen sind in Klammern gesetzt.

Ziel und Gegenstand von „Ecompact – EEG 2012 im Überblick“ ist eine übersichtliche Darstellung sowohl des Gesetzestextes des EEG 2009 als auch des EEG 2012. Die Hintergründe der Änderungen der einzelnen Vorschriften des EEG 2012 werden durch die Wiedergabe der Gesetzesbegründung deutlich.

II. Überblick der Änderungen des EEG 2012

1. Allgemeine Änderungen

Zunächst werden die allgemeinen Änderungen, die alle EEG-Anlagen betreffen, kurz dargestellt.

1.1 Verstärkte Systemintegration - Einspeisemanagement auch für PV-Anlagen

Mit zunehmender Einspeisung von Erneuerbaren Energien, die grundsätzlich von den Netzbetreibern vorrangig abzunehmen sind, treten verstärkt Netzengpässe auf, wenn die eingespeiste und verbrauchte Strommenge nicht mehr übereinstimmen oder wenn die Netze noch nicht ausreichend zum Weitertransport ausgebaut sind. Die Netzbetreiber müssen dann eingreifen, um die Sicherheit des Netzbetriebs zu gewährleisten.

Die technische Ausstattung müssen grundsätzlich alle Anlagen ab 100 kW installierter Leistung vorhalten (§ 6 Abs. 1). Diese umfasst die sogenannte **registrierende Leistungsmessung**, auf die die Netzbetreiber per Fernauslesung zugreifen können, sowie die **technische Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung**.

Da bei PV-Anlagen das einzelne Modul als Anlage im Sinne des EEG gilt, gelten künftig gemäß § 6 Abs. 3 alle Module, die sich auf demselben Grundstück oder in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden und innerhalb von 12 Monaten in Betrieb genommen worden sind, unabhängig von den Eigentumsverhältnissen als eine Anlage, sodass für diese zusammengefasste Anlage dann ebenfalls die Pflicht zur Teilnahme am Einspeisemanagement gilt.

Aber auch PV-Anlagen geringerer Größe müssen künftig am Einspeisemanagement teilnehmen (§ 6 Abs. 2). Allerdings ist für diese die registrierende Leistungsmessung nicht vorgeschrieben. Anlagen bis 30 kW installierter Leistung können statt der technischen Einrichtung zur Einspeisereduzierung alternativ eine Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung auf 70 % der installierten Leistung wählen.

Vor dem 01.01.2012 in Betrieb genommene PV-Anlagen über 100 kW müssen innerhalb einer kurzen Frist bis zum 30.06.2012 die technischen Einrichtungen nachrüsten. Anlagen mit mehr als 30 und weniger als 100 kW installierter Leistung, die zwischen 2009 und Ende 2011 in Betrieb genommen worden sind, müssen die Fernwirktechnik spätestens bis zum 01.01.2014 nachrüsten (vgl. § 66 Abs. 1 Nr. 1 und 2). Versäumt der Anlagenbetreiber die Nachrüstung, entfällt gemäß § 17 Abs. 1 der Vergütungsanspruch vollständig, bis die Nachrüstung erfolgt ist.

1.2 Festlegung zur Abschaltreihenfolge im Einspeisemanagement

Klargestellt hat der Gesetzgeber in § 11 EEG, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen werden muss. Dieser Vorrang wird jetzt aber ausdrücklich eingeschränkt: **Soweit für die Zuverlässigkeit und Sicherheit der Elektrizitätsversorgungsnetze erforderlich, müssen konventionelle Kraftwerke am Netz bleiben.** PV-Anlagen bis 100 kW installierter Leistung sind beim Einspeisemanagement erst nachrangig zu regeln.

Zukünftig sind die Netzbetreiber verpflichtet, die Anlagenbetreiber soweit möglich am Vortag, sonst unverzüglich, zu informieren, wenn die Einspeisereduzierung vorhersehbar ist. Die Informationspflichten nach Durchführung hat der Gesetzgeber präzisiert. Gegenüber Anlagenbetreibern von PV-Anlagen mit einer Leistung bis 100 kW genügt eine **jährliche Information**, wenn die Maßnahmen weniger als 15 Stunden dauern.

1.3 Entschädigungsanspruch bei Durchführung des Einspeisemanagements

Das Einspeisemanagement sieht jetzt in § 12 EEG 2012 eine Deckelung bei Reduzierungen der Einspeisung vor – ersetzt werden zunächst nur 95 % der gesetzlichen Vergütung, allerdings begrenzt auf 1 % der Einnahmen eines Jahres. Dies gilt allerdings nicht für Altanlagen.

Vorteilhaft ist für die Anlagenbetreiber, dass sowohl der örtliche Verteilnetzbetreiber, an dessen Netz regelmäßig die Anlagen angeschlossen sind, als auch der Übertragungsnetzbetreiber gesamtschuldnerisch haften.

1.4 Stärkere Rolle der Clearingstelle

Die Empfehlungen und Entscheidungen der Clearingstelle haben in der Praxis eine große Bedeutung erlangt und werden überwiegend anerkannt. Der Gesetzgeber hat in § 57 EEG 2012 die Arbeit der Clearingstelle hinsichtlich Verbraucherschutz und Datenschutz abgesichert und klargestellt, dass es sich nicht um eine Rechtsdienstleistung im Sinne des RDG handelt.

Die Verbindlichkeit der Empfehlungen oder Entscheidungen der Clearingstelle wird im EEG 2012 noch ausgebaut, da nach § 38 Nr. 3 von ihr durchgeführte Verfahren zu nachträglichen Korrekturen im Ausgleichsmechanismus zur Weiterwälzung der Kosten berechtigen. Nachträgliche Korrekturen in diesem System waren bisher nur im Verhältnis der Netzbetreiber untereinander ausdrücklich vorgesehen. Voraussetzung ist bisher ein gerichtliches Urteil oder ein notarieller Vergleich.

Zukünftig wird diese Vorschrift ausdrücklich auch auf das Verhältnis zwischen Anlagen- und Netzbetreiber erweitert, sodass bei **Streitigkeiten über die Höhe bzw. Berechtigung der Vergütung nicht zwingend ein gerichtliches Verfahren** durchzuführen ist.

1.5 Neue Befugnisse der Bundesnetzagentur

Im EEG 2012 ist der Bundesnetzagentur eine weit über die bisherige Tätigkeit hinaus reichende **Überwachungszuständigkeit** übertragen worden. In § 61 EEG 2012 sind der Bundesnetzagentur vielfache Aufgaben übertragen worden, um die Einhaltung der Vorschriften des EEG auf allen Ebenen sicherzustellen. Darüber hinaus erhält sie das Recht, bei begründetem Verdacht von Verstößen gegen die Vergütungs-vorschriften Kontrollen auch bei Anlagenbetreibern durchzuführen.

2. Änderungen für die einzelnen Energieträger

Das neue EEG 2012 sieht auch Anpassungen der Höhe der Vergütungssätze vor. Darüber hinaus hat der Gesetzgeber einzelne Voraussetzungen zur Erlangung der gesetzlichen Vergütung je nach Energieträger geringfügig bis sehr umfangreich geändert.

2.1 Wasserkraft (§ 23 EEG 2012)

Die **Vergütungssätze für die Wasserkraft werden vereinheitlicht**. Es wird jetzt nicht mehr zwischen sogenannter kleiner Wasserkraft (bis 5 MW installierter Anlagenleistung) und großer Wasserkraft unterschieden. Sie sind nach Anlagengröße gestaffelt und betragen zwischen 3,4 ct/kWh und 12,7 ct/kWh. Die Absenkung der Vergütung (Degression) beträgt 1 % pro Jahr. Auch für Errichtung von Wasserkraftanlagen an bestehenden Speichern oder Speicherkraftwerken besteht jetzt ein Vergütungsanspruch.

Der Tatbestand der Modernisierung ist entfallen. Wird die Anlagenleistung von Altanlagen (Inbetriebnahme vor 2009) erhöht oder die technische Einrichtung zur Durchführung des Einspeisemanagements nachgerüstet, kann die Wasserkraftanlage die neuen Vergütungssätze beanspruchen. Für Anlagen mit einer installierten Leistung über 5 MW gilt der neue Vergütungssatz nur für den der Leistungserhöhung zuzurechnenden Stromanteil. Bei Anlagen mit einer installierten Leistung unter 5 MW verbleibt es für den bisherigen Leistungsanteil bei dem bisherigen Vergütungssatz. → siehe Tabelle 1

Hintergrund dieser Regelung ist, dass eine Leistungserhöhung auch über die Grenze von 5 MW wirtschaftlich attraktiv bleiben soll.

Das Gesetz legt jetzt ausdrücklich fest, dass die Anforderungen aus dem Wasserhaushaltsgesetz an die Wasserkraftnutzung an oberirdischen Gewässern einzuhalten sind. Der **Nachweis erfolgt durch ein Umweltgutachten**, das der Behörde zur Bestätigung vorzulegen ist.

2.2 Deponie-, Klär- und Grubengas (§§ 24-26 EEG 2012)

Für diese Energieträger wird die bisher geltende Vergütung unter Berücksichtigung der Degression fortgeschrieben. Der Technologiebonus entfällt. Die bisherige Degression von 1,5 % pro Jahr wird beibehalten. → siehe Tabelle 2 und 3

Tabelle 1: Vergütung für Wasserkraftanlagen in C/kWh (§ 23 EEG 2009/2012)
(bis 2011 für Anlagen mit installierter Leistung > 5 MW)

Jahr der Inbetriebnahme \ Bemessungsleistung	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
500 kW	7,29	7,22	7,14	12,70	12,57	12,45	12,32
2 MW				8,30	8,22	8,13	8,05
5 MW				6,30	6,24	6,17	6,11
10 MW	6,32	6,26	6,19	5,50	5,45	5,39	5,34
20 MW	5,8	5,74	5,68	5,30	5,25	5,19	5,14
50 MW	4,34	4,30	4,25	4,20	4,16	4,12	4,08
> 50 MW	3,5	3,47	3,43	3,40	3,37	3,33	3,30

Tabelle 2: Vergütung für Deponiegas in C/kWh (§ 24 EEG 2009/2012)

Jahr der Inbetriebnahme \ Bemessungsleistung	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
500 kW	9,00	8,87	8,73	8,60	8,47	8,34	8,22
Technologiebonus	11,00	10,84	10,67				
< 5 MW	6,16	6,07	5,98	5,89	5,80	5,71	5,63
Technologiebonus	8,16	8,04	7,92				

Tabelle 3: Vergütung für Klärgas in C/kWh (§ 25 EEG 2009/2012)

Jahr der Inbetriebnahme \ Bemessungsleistung	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
500 kW	7,11	7,00	6,90	6,79	6,69	6,59	6,49
Technologiebonus	9,11	8,97	8,84				
< 5 MW	6,16	6,07	5,98	5,89	5,80	5,71	5,63
Technologiebonus	8,16	8,04	7,92				

2.3 Geothermie (§ 28 EEG 2012)

Der bisherige Frühstarter- und Wärmenutzungs-Bonus sowie die Unterscheidung nach Anlagengröße sind entfallen. Stattdessen wird die **Grundvergütung auf 25 ct/kWh erhöht**. Zusätzlich gibt es nur noch den Bonus für die Nutzung petrothermaler Techniken in Höhe von 5 ct/kWh. Die Degression der Vergütung beginnt erst 2018 und beträgt 5 % pro Jahr.

2.4 Biomasse (§§ 27 ff. EEG 2012)

Für Biomasseanlagen gilt ab dem 01.01.2012 eine **vollständig neue Vergütungsstruktur**. Die Gesetzesbegründung nimmt Bezug auf den Erfahrungsbericht, der eine Überförderung von Anlagen mit geringer Leistung ausgemacht hatte und daher vorgeschlagen hatte, die Vergütung kleinerer Biogasanlagen zu kürzen und für größere Anlagen, sowie für die Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz anzuhähen. → siehe Tabelle 4

Tabelle 4: Vergütungsstruktur für Strom aus Biomasse ab 2012

Vergütung für Biogasanlagen (ohne Bioabfall) und Festbrennstoffanlagen				
Bemessungsleistung	Grundvergütung	Einsatzstoffvergütungs-kategorie I ^{1) 4)}	Einsatzstoffvergütungs-kategorie II ^{2) 4)}	Gasaufbereitungs-Bonus (§ 27c Abs.2)
[kW _e]	[C/kWh]	[C/kWh]	[C/kWh]	
≤ 75 ³⁾	14,3	6	8	≤ 700 Nm ³ /h : 3
≤ 150				≤ 1.000 Nm ³ /h : 2
≤ 500	12,3	5	8 / 6 ³⁾	≤ 1.400 Nm ³ /h : 1
≤ 750 ³⁾	11			—
≤ 5.000	11			
≤ 20.000	6	—	—	—

1) Über 500 kW bis 5.000 kW nur 2,5 ct/kWh für Strom aus Rinde und Waldrestholz.

2) Nur für ausgewählte, ökologisch wünschenswerte Einsatzstoffe.

3) Über 500 kW bis 5.000 kW nur 6 ct/kWh für Strom aus Gülle (nur Nr. 3, 9, 11 bis 15 der Anlage 3 BiomasseV).

4) Einsatzstoffvergütung unterliegen nicht der Degression.

5) Ab dem 01.01.2014 entfällt die gesetzliche Vergütung; diese Biogasanlagen können die Marktpremie und die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen.

Quelle: Vergütungssätze, Degression und Rechnungsbeispiele EEG vom 4. August 2011, BMU.

So wird zum einen die Grundvergütung erheblich erhöht. Die früheren Bonusvergütungen (Technologie-, KWK-, Nawaro- einschließlich Gülle- und Landschaftspflege- sowie der Emissionsminderungs-Bonus) sind entfallen. → siehe Tabelle 5, 6 und 7

Zukünftig können in einer Biomasseanlage alle Stoffe, die in der Biomasse-Verordnung aufgeführt sind, eingesetzt werden. Die BiomasseV teilt die einsetzbaren Substrate in drei sogenannte Einsatzstoffvergütungsklassen (ESVK) ein. In den Anlagen 1 bis 3 werden die einzelnen Stoffe aufgeführt. Für die Biogaserzeugung wird ein bestimmter Methanertrag je Tonne Frischmasse festgesetzt.

Für die Einsatzstoffe zur Feststoffverbrennung oder thermochemischen Konversion wird der Energieertrag als Heizwert Hi,N in GJ je Tonne Trockenmasse festgeschrieben. Alternativ kann der Anlagenbetreiber den Heizwert im Einzelfall nach der DIN EN 14918 bestimmen lassen.

Die Höhe der Vergütung differenziert je nach ESVK. Die klassischen Bioabfälle für die Biogaserzeugung sind in der ESVK 0 gelistet; bei deren Einsatz besteht nur der Anspruch auf die Grundvergütung. Die ESVK 1

Tabelle 5: Grundvergütung für Strom aus Biomasse in C/kWh (§ 27 EEG 2009/2012)

Jahr der Inbetriebnahme	Bemessungsleistung							
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
150 kW	11,67	11,55	11,44	14,30	14,01	13,73	13,46	
500 kW	9,18	9,09	9	12,30	12,05	11,81	11,58	
5 MW	8,25	8,17	8,09	11,00	10,78	10,56	10,35	
20 MW	7,79	7,71	7,63	6,00	5,88	5,76	5,65	

Tabelle 6: Boni für Strom aus Biomasse: KWK-, Emissionsminderungs- und Technologiebonus bis 2011 (§ 27 EEG 2009)

Jahr der Inbetriebnahme	Emissionsminderungsbonus § 27 V		KWK-Bonus (Anl. 3)				Technologie-Bonus innovative Anlagentechnik (Anl. 1 Nr. II)		
	bis einschließlich		bis einschließlich				bis einschließlich		
	150 KW	500 KW	150 KW	500 KW	5 MW	20 MW	150 KW	500 KW	5 MW
2009	1	1	3	3	3	3	2	2	2
2010	0,99	0,99	2,97	2,97	2,97	2,97	1,98	1,98	1,98
2011	0,98	0,98	2,94	2,94	2,94	2,94	1,96	1,96	1,96

Tabelle 7: NaWaRo-Bonus bis 2011 (§ 27 EEG 2009)

Jahr der Inbetriebnahme	NaWaRo-Bonus Allgemein (Anl. 2 Nr. VI 1 lit. a))			NaWaRo-Bonus Biogas (Anl. 2 Nr. VI 2 lit. a))			NaWaRo-Bonus Gülle-Biogas (Anl. 2 Nr. VI 2 lit. b))			Landschaftspflegematerial-Bonus (Anl. 2 Nr. VI 2 lit. c))			NaWaRo-Bonus Holzverbrennung (Anl. 2 Nr. VI 1 lit. b))		
	150 KW	500 KW	5 MW	150 KW	500 KW	5 MW	150 KW	500 KW	5 MW	150 KW	500 KW	5 MW	150 KW	500 KW	5 MW
bis einschließlich	150 KW	500 KW	5 MW	150 KW	500 KW	5 MW	150 KW	500 KW	5 MW	150 KW	500 KW	5 MW	150 KW	500 KW	5 MW
2009	6	6	4	7	7	4	11	8	4	9	9	4	6	6	2,5
2010	5,94	5,94	3,96	6,93	6,93	3,96	10,89	7,92	3,96	8,91	8,91	3,96	5,94	5,94	2,48
2011	5,88	5,88	3,92	6,86	6,86	3,92	10,78	7,84	3,92	8,82	8,82	3,92	5,88	5,88	2,45

umfasst für Biogasanlagen im Wesentlichen die bisherigen nachwachsenden Rohstoffe, also überwiegend gezielt für den Einsatz in Biomasseanlagen angebaute Feldfrüchte. Bei Einsatzstoffen zur Feststoffverbrennung oder thermochemischen Vergasung sind beispielsweise Getreide als Ganzpflanze, Waldrestholz oder Holz aus Kurzumtriebsplantagen (KUP) aufgeführt.

Bestimmte Reststoffe, die der Gesetzgeber als besonders förderwürdig angesehen hat, wie beispielsweise Landschaftspflegematerial (das jetzt allerdings eng definiert wird und insbesondere gezielt angebaute Energiepflanzen und Grünschnitt aus Parks und Gärten ausdrücklich ausschließt, vgl. Anlage 3 zur BiomasseV) oder tierische Exkremente, erhalten eine höhere Vergütung.

Ebenso erhält im Falle der Verbrennung oder thermo-chemischen Konversion beispielsweise Holz aus bestimmten „naturverträglichen“ KUP oder Straßenbegleitholz und Stroh die höhere Vergütung der ESVK 2.

Die Vergütung der Biomasseanlage errechnet sich, indem die eingesetzten Tonnen der eingesetzten Stoffe mit dem jeweiligen festgeschriebenen Energiegehalt multipliziert werden. Das sich daraus ergebende Verhältnis der jeweiligen ESVK wird auf die im Gesamtjahr erzeugte Strommenge übertragen und dementsprechend anteilig vergütet.

Die Absenkung der Grundvergütung beträgt 2 % pro Jahr, die Einsatzstoffvergütung wird nicht abgesenkt. Anlagen mit einer installierten Leistung über 750 kW, die ab dem 01.01.2014 in Betrieb gehen, haben keinen Anspruch mehr auf die gesetzliche Vergütung gegenüber dem Netzbetreiber, sondern müssen ihren Strom in der Direktvermarktung verkaufen.

Das EEG 2012 sieht darüber hinaus weitere einzuhaltende Voraussetzungen vor. Entweder müssen **60 % der bei der Stromerzeugung anfallenden Wärme genutzt oder mindestens 60 Masseprozent Gülle jahresdurchschnittlich eingesetzt** werden.

Darüber hinaus ist der sogenannte „**Maisdeckel**“ einzuhalten: Es dürfen nur noch höchstens 60 Masseprozent Mais (Ganzpflanze, CCM oder Lieskolbenschrot) und Getreidekorn eingesetzt werden.

Die Vergütung für die Verwertung von Altholz und flüssiger Biomasse wurde für Neuanlagen gestrichen.

Für bestimmte Anlagen wurden **zwei spezielle Vergütungstatbestände** geschaffen:

1. Biogasanlagen mit bis zu 75 kW installierter Leistung erhalten künftig 25 ct/kWh, wenn sie mindestens 80 Masseprozent Gülle einsetzen (§ 27b). Der Einsatz von Hühnerkot ist allerdings ausgeschlossen. Weiterhin muss die Stromerzeugung am Standort der Biogasanlage stattfinden. → **siehe Tabelle 8**
2. Die Vergütung für die Vergärung von Bioabfällen wird angehoben (§ 27a). Erforderlich ist der Einsatz von Bioabfällen mit den Abfallschlüssel Nrn. 20 02 01, 20 03 01 und 20 03 02 im Umfang von mindestens 90 Masseprozent sowie die Einrichtung einer Nachrotte für die festen Gärückstände, um diese stofflich zu verwerten. Auch Altanlagen können in diese neue Regelung wechseln (§ 66 Abs. 1 Nr. 13). → **siehe Tabelle 9**

Der bisherige Technologie-Bonus für die Gasaufbereitung von Bio-, Klär- oder Deponiegas und Einspeisung in das Gasnetz ist in **Gasaufbereitungs-Bonus** umbenannt worden (§ 27c und Anlage 1). Er ist jetzt mit bis zu 3 Cent/kWh wesentlich höher als bisher und wird nun für Anlagen mit einer Einspeiseleistung bis maximal 1400 Nm³/h gewährt.

Tabelle 8: Vergütung für kleine Gülle-Biogasanlagen in C/kWh ab 2012 (§ 27b EEG 2012)

Bemessungsleistung	Jahr der Inbetriebnahme			
	2012	2013	2014	2015
75 kW	25,00	24,50	24,01	23,53

Tabelle 9: Vergütung für Bioabfallanlagen ab 2012 in C/kWh ab 2012 (§ 27a EEG 2012)

Bemessungsleistung	Jahr der Inbetriebnahme			
	2012	2013	2014	2015
500 kW	16,00	15,68	15,37	15,06
20.000 kW	14,00	13,72	13,45	13,18

Tabelle 13: Vergütung für Solarenergie auf Freiflächen oder baulichen Anlagen 2013 ⁹⁾
(§ 32 i.V.m. § 20a EEG 2012)

Zubau im Jahr 2012 (neu installierte Leistung)	Degression für das Jahr 2013	Freiflächenanlagen und bauliche Anlagen, die keine Gebäude sind in C/kWh	Anlagen auf versie- gelten Flächen und Konversionsflächen in C/kWh
2.500 - 3.500 MW	9 % (Basis)	16,33	17,07
3.501 - 4.500 MW	12 % (9+3)	15,79	16,51
4.501 - 5.500 MW	15 % (9+6)	15,25	15,95
5.501 - 6.500 MW	18 % (9+9)	14,71	15,38
6.501 - 7.500 MW	21 % (9+12)	14,17	14,82
Über 7.500 MW	24 % (9+15)	13,63	14,26

⁹⁾ Diese Vergütungssätze gelten auch für Anlagen auf baulichen Anlagen, die nicht als Gebäude eingestuft werden können. Voraussetzung für den Anspruch auf Vergütung bei Freiflächenanlagen ist die Einhaltung der Flächenkategorien, die im EEG § 32 festgelegt sind.

2.6 Windenergie (§§ 29-31 EEG 2012)

Für die Windenergie an Land hat sich vergleichsweise wenig geändert. Die Grundvergütung beträgt 4,87 Cent/kWh und die erhöhte Anfangsvergütung, deren Dauer sich nach dem Windangebot des Anlagenstandorts richtet, 8,93 Cent/kWh. → siehe Tabelle 14

Die Degression der Vergütungssätze für Windenergie an Land wurde auf 1,5 % pro Jahr angehoben. Der **Systemdienstleistungsbonus** ist für Neuanlagen bis zum 31.12.2014 und für Bestandsanlagen bis 31.12.2015 verlängert.

Die Voraussetzungen zum Erhalt des Repowering-Bonus (§ 30), der die Ersetzung alter durch neue Anlagen fördert, sind neu gefasst. Die ersetzten Anlagen müssen vor dem 01.01.2002 in Betrieb genommen worden sein, die installierte Leistung der neuen Anlage muss die Leistung der repowerten Anlage um das Zweifache übersteigen und die Anzahl der repowerten Anlagen darf die der ersetzten nicht übersteigen. Klargestellt wurde, dass die **WEA tatsächlich abgebaut werden** muss und ihren Vergütungsanspruch nach dem EEG verliert. → siehe Tabelle 15

Offshore-Windenergieanlagen werden mit 15 Cent/kWh in den ersten 12 Jahren oder mit 19 Cent/kWh für die ersten 8 Jahre vergütet. Danach beträgt die Grundvergütung 3,5 Cent/kWh. Die Degression beginnt erst 2018 und beträgt dann 7 % pro Jahr.

Tabelle 14: Grund- und Anfangsvergütung für Windenergie an Land (§ 29 EEG 2009/2012)

Jahr der Inbetriebnahme	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Grundvergütung (Abs. 1)	5,02	4,97	4,92	4,87	4,80	4,72	4,65
Anfangsvergütung (Abs. 2 Satz 1)	9,20	9,11	9,02	8,93	8,80	8,66	8,53

Tabelle 15: Anfangsvergütung für Repoweringanlagen⁶⁾ (§ 30 EEG 2009/2012)

Jahr der Inbetriebnahme	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Erhöhte Anfangsvergütung für Repowering-Anlagen	9,70	9,60	9,51	9,43	9,29	9,15	9,01

⁶⁾ Ab 2012 nach § 30 Abs. 1 EEG 2012

3. Direktvermarktung

Der Rechtsrahmen der Direktvermarktung ist im EEG 2012 grundlegend neu geregelt worden. Das EEG 2012 führt das Instrument einer **Marktprämie** ein, um das politische Ziel einer stärkeren Marktintegration der Erneuerbaren Energien zu verwirklichen. Für Betreiber von Biogasanlagen besteht zusätzlich die Möglichkeit, eine sogenannte **Flexibilitätsprämie** für die Bereitstellung zusätzlicher installierter Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung in Anspruch zu nehmen.

3.1 Grundlagen und Formen der Direktvermarktung

Bei der Direktvermarktung **verzichtet der Anlagenbetreiber auf die gesetzlich festgelegte Einspeisevergütung** nach §§ 16 ff EEG 2012. Der Anlagenbetreiber muss seinen Strom direkt vermarkten, d.h. an einen Stromhändler oder Stromabnehmer unmittelbar zu einem vertraglich vereinbarten Preis verkaufen. Im Gegenzug wird sein Strom durch die Instrumente der Direktvermarktung (§§ 33a – 33 i) gefördert.

Das Gesetz unterscheidet **drei Formen der Direktvermarktung**:

- Marktprämie,
- Grünstromprivileg oder
- sonstige Direktvermarktung.

Nimmt der Anlagebetreiber die gesetzliche Einspeisevergütung in Anspruch, so wird der eingespeiste Strom im Rahmen des EEG-Ausgleichsmechanismus (vgl. zu den Einzelheiten die §§ 35 – 39 und die AusglMechV) vermarktet. Der mit EEG-Anlagen erzeugte Strom kann nicht als sogenannter „Grünstrom“ angeboten werden. Das gilt ebenso für den Strom, für den die Marktprämie in Anspruch genommen wird (vgl. § 55).

Erfolgt die Direktvermarktung zur Nutzung des Grünstromprivilegs oder als sonstige Direktvermarktung, kann der erzeugte Strom als „grüner Strom“ vermarktet werden und so möglicherweise einen höheren Preis erzielen.

Der Wechsel zwischen den verschiedenen Formen der gesetzlichen Einspeisevergütung und den Formen der Direktvermarktung ist monatlich möglich, muss aber dem Netzbetreiber mindestens einen Monat vorher mitgeteilt werden (§ 33d). Es kann auch nur ein Teil des eingespeisten Stroms direkt vermarktet werden (§ 33f).

Die Direktvermarktung ist grundsätzlich optional. Eine Ausnahme sind Biogasanlagen mit mehr als 750 kW installierter Leistung, die nach dem 01.01.2014 in Betrieb genommen werden (§ 27 Abs. 2). Diese Anlagen können nur noch die Direktvermarktung nutzen.

Grundsätzlich müssen Anlagen, die ihren Strom aus Erneuerbaren Energien direkt vermarkten und dabei in den Genuss der Förderung durch die Marktprämie oder das Grünstromprivileg kommen wollen, die gleichen Voraussetzungen erfüllen wie die Anlagen, die die feste Einspeisevergütung in Anspruch nehmen. Eine **Ausnahme bilden Biomasseanlagen**. Für die Direktvermarktung müssen sie nicht 60 % der Wärme nutzen oder 60 Masseprozent Gülle einsetzen (§ 33c Abs. 3).

Auch Bestandsanlagen, die vor dem 01.01.2012 in Betrieb genommen wurden, können ihren Strom nach den Regeln des EEG 2012 direkt vermarkten.

Wird der Strom vom Anlagenbetreiber oder einem Dritten (dem der Strom in der Regel im Rahmen eines Liefervertrages verkauft wird) in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz geleitet, so handelt es sich **nicht um Direktvermarktung** im Sinne des Gesetzes (vgl § 16 Abs. 3; die Gesetzesbegründung spricht von Direktverbrauch). In diesem Fall, wie auch im Fall des sogenannten **Eigenverbrauchs, (§ 37 Abs. 3) entfällt die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage**.

3.2 Grünstromprivileg

Das Grünstromprivileg bedeutet, dass die EEG-Umlage, die für das Jahr 2012 auf 3,592 Cent/kWh festgesetzt ist, **um 2 Cent/kWh reduziert wird**. Stromlieferanten können es in Anspruch nehmen, wenn mindestens 50 % des Stroms aus Erneuerbaren Energien stammt und mindestens 20 % aus Solar- oder Windenergie (§ 39).

Der Vorteil des Grünstromprivilegs liegt also beim Käufer des Stroms. Der Verkäufer des Stroms, also der Anlagenbetreiber, kann nur mittelbar davon profitieren, indem er beim Verkauf des Stroms höhere Preise durchsetzen kann. Es erfolgt so eine mittelbare finanzielle Förderung der EEG-Stromerzeuger.

3.3 Marktprämie

Die **Marktprämie** ersetzt die Differenz zwischen dem **Marktwert des Stroms abzüglich der sogenannten Managementprämie** und der jeweiligen **gesetzlichen Einspeisevergütung** (im Gesetz „anzulegender Wert“ genannt), die dem Anlagenbetreiber nach §§ 16 ff. EEG 2012 zustehen würde.

Der Marktwert entspricht den durchschnittlichen monatlichen Erlösen, die beim Verkauf des Stroms an der Börse (Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig) erzielt werden. Da der Preis an der Strombörse schwankt, spricht man auch von der **gleitenden Marktprämie**.

Der **Marktwert** wird für die einzelnen Energieträger gesondert ermittelt. Das Gesetz legt in der Anlage 4 einen Marktwert für steuerbare Energieträger (Wasserkraft, Geothermie, Klär-, Deponie, Gruben- und Biogas) fest, der den **durchschnittlichen monatlichen Stundenkontrakten** an der Strombörse entspricht. Für die fluktuierenden Energieträger Windkraft-Onshore, Windkraft-Offshore und Solarenergie werden zur Festlegung des jeweiligen Marktwertes die durch die jeweiligen Energieträger tatsächlich eingespeisten Strommengen während des jeweiligen Stundenkontrakts berücksichtigt, um den Einfluss dieser Energieträger auf den Strompreis an der Börse zu berücksichtigen (zu den Einzelheiten siehe Punkt 2.2 bis 2.4 der Anlage 4). Hintergrund dieser Regelung ist, dass beispielsweise durch die verstärkte Einspeisung von PV-Anlagen der Strompreis zur Mittagszeit nicht mehr in dem Maße höher ist als zu Zeiten, in denen noch nicht so viele PV-Anlagen installiert waren.

Die **Managementprämie** soll die Kosten für die Vermarktung des Stromes (z. B. Kosten der Börsenzulassung und Handelsanbindung, der notwendigen Infrastruktur und des Personals) ersetzen.

Diese Managementprämie ist für die Jahre 2012-2015 für die einzelnen Energieträger in der Anlage 4 zum EEG 2012 festgesetzt; für Strom aus Biogas beträgt sie für 2012 beispielsweise 0,3 Cent/kWh, für fluktuierende Solar- und Windenergie ist sie wesentlich höher mit 1,2 Cent/kWh. Die Managementprämie sinkt jedes Jahr um einen festgelegten Betrag. Durch Rechtsverordnung kann die Höhe angepasst werden (§ 64f Nr. 3).

Der sogenannte **Referenzmarktwert** ist der jeweils für den einzelnen Energieträger errechnete Marktwert abzüglich der Managementprämie. Dieser Referenzmarktwert ist künftig bis zum 10. des Folgemonates von den Übertragungsnetzbetreibern zu veröffentlichen (§ 48 Abs. 3 Nr. 1). Die Festlegung eines Referenzmarktwertes vereinfacht die Berechnung für den Anlagenbetreiber: Die Höhe der monatlichen Marktprämie ergibt sich, wenn von der gesetzlichen Vergütung der Referenzmarktwert abgezogen wird.

§ 1 Zweck 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 Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30 Prozent und danach kontinuierlich weiter zu erhöhen.

(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 erneuerbarer Energien an der Stromversorgung mindestens zu erhöhen auf

1. 35 Prozent spätestens bis zum Jahr 2020,
2. 50 Prozent spätestens bis zum Jahr 2030,
3. 65 Prozent spätestens bis zum Jahr 2040 und
4. 80 Prozent spätestens bis zum Jahr 2050

und diese Strommengen in das Elektrizitätsversorgungssystem zu integrieren.

Die Änderung [Einfügung von „spätestens“] unterstreicht, dass die Ziele in § 1 Absatz 2 EEG Mindestziele sind, die nach Möglichkeit bereits früher erreicht werden sollen.

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

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

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

§ 2 Anwendungsbereich

Dieses Gesetz regelt

1. den vorrangigen Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas im Bundesgebiet einschließlich der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (Geltungsbereich des Gesetzes) an die Netze für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität,
2. die vorrangige Abnahme, Übertragung, Verteilung und Vergütung dieses Stroms durch die Netzbetreiber und
3. den bundesweiten Ausgleich des abgenommenen und vergüteten Stroms.

Dieses Gesetz regelt

1. den vorrangigen Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas im Bundesgebiet einschließlich der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (Geltungsbereich des Gesetzes) an die Netze für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität,
2. die vorrangige Abnahme, Übertragung, Verteilung und Vergütung dieses Stroms durch die Netzbetreiber einschließlich des Verhältnisses zu Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sowie einschließlich Prämien für die Integration dieses Stroms in das Elektrizitätsversorgungssystem,
3. den bundesweiten Ausgleich des abgenommenen Stroms, für den eine Vergütung oder eine Prämie gezahlt worden ist.

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

Teil 3a Direktvermarktung Abschnitt 1 – Allgemeine Vorschriften

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

Neuer Paragraph (keine alte Fassung)

§ 33a Grundsatz, Begriff

(1) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber können Strom aus Anlagen, die ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, nach Maßgabe der §§ 33b bis 33f an Dritte veräußern (Direktvermarktung).

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

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

(2) Veräußerungen von Strom an Dritte gelten abweichend von Absatz 1 nicht als Direktvermarktung, wenn Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas an Dritte veräußern, die den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbrauchen, und der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird.

Neuer Paragraph (keine alte Fassung)

§ 33b Formen der Direktvermarktung

Eine Direktvermarktung nach § 33a kann in den folgenden Formen erfolgen:

1. als Direktvermarktung zum Zweck der Inanspruchnahme der Marktprämie nach § 33g oder
2. als Direktvermarktung zum Zweck der Verringerung der EEG-Umlage durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach § 39 oder
3. als sonstige Direktvermarktung.

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

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

§ 33b Formen der Direktvermarktung

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

Neuer Paragraph (keine alte Fassung)

§ 33c Pflichten bei der Direktvermarktung

(1) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber dürfen Strom, der mit Strom aus mindestens einer anderen Anlage über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet wird, nur direkt vermarkten, wenn der gesamte über diese Messeinrichtung abgerechnete Strom an Dritte direkt vermarktet wird.

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

Nach Abs. 1 dürfen Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber Strom, der mit Strom aus mindestens einer anderen Anlage über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet wird, nur direkt vermarkten, wenn der gesamte über diese Messeinrichtung abgerechnete Strom an Dritte direkt vermarktet wird. Dies soll die praktische Umsetzung der Direktvermarktung sicherstellen und Missbrauch effektiv verhindern. Auch der BDEW hat diese Einschränkung in seinem Umsetzungsvorschlag zur Marktpremie empfohlen. Ungeachtet dessen finden bei der Berechnung der Höhe der Marktpremie nach den §§ 33g und 33h die weiteren Bestimmtheiten des § 19 Absatz 2 und 3 Anwendung, da sich diese unmittelbar auf die Höhe der von der konkreten Anlage erzielbaren festen Einspeisevergütung und damit über die Berechnung nach Nummer 1.2 der Anlage 4 zu diesem Gesetz auf die Höhe der Marktpremie auswirken.

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

(2) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber dürfen Strom in den Formen des § 33b Nummer 1 oder 2 ferner nur direkt vermarkten, wenn

- für den direkt vermarkteten Strom
 - unbeschadet des § 33e Satz 1 dem Grunde nach ein Vergütungsanspruch nach § 16 besteht, der nicht nach § 17 verringert ist,
 - kein vermiedenes Netzentgelt nach § 18 Absatz 1 Satz 1 der Stromnetzentgeltverordnung in Anspruch genommen wird,
- der direkt vermarktete Strom in einer Anlage erzeugt wird, die mit technischen Einrichtungen im Sinne des § 6 Absatz 1 Nummer 1 und 2 ausgestattet ist,
- die gesamte Ist-Einspeisung der Anlage in viertelstündlicher Auflösung gemessen und bilanziert wird und
- der direkt vermarktete Strom in einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert wird, in dem ausschließlich Strom bilanziert wird, der in derselben Form des § 33b Nummer 1 oder 2 direkt vermarktet wird.

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

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

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

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

Nach Absatz 2 Nummer 3 muss ferner die gesamte Ist-Einspeisung der Anlage in 15 Minuten-Auflösung gemessen und bilanziert werden, und nach Nummer 4 muss der direkt vermarktete Strom in einem Unterbilanzkreis im Sinne des § 2 Nummer 11 StromNEV bilanziert werden, in dem ausschließlich Strom bilanziert wird, der in derselben Form des § 33b direkt vermarktet worden ist. Beide Maßnahmen dienen der Vermeidung von Missbrauch und stellen sicher, dass die Einspeisung nachvollziehbar bilanziert wird. Bei Nummer 3 wird das Verfahren für die Messung und Bilanzierung nicht vorgegeben, so dass alle Verfahren genutzt werden können, die nach allgemeinem Energiewirtschaftsrecht und insbesondere nach der StromNEV für Entnahmekunden zulässig sind.

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

§ 33c Pflichten bei der Direktvermarktung

(3) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse dürfen abweichend von Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe a Strom auch dann direkt vermarkten, wenn der Vergütungsanspruch nach § 16 nur deshalb nicht besteht, weil die Voraussetzungen nach § 27 Absatz 3 und 4, § 27a Absatz 2 oder § 27c Absatz 3 nicht erfüllt sind.

(4) Die Rechtsfolgen von Verstößen gegen die Absätze 1 und 2 richten sich nach § 33g Absatz 3 und § 39 Absatz 2.

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

Absatz 3 sieht vor, dass bei direktvermarktenden Biomasseanlagen die Vergütungsvoraussetzungen nach § 27 Absatz 3 und 4, § 27a Absatz 2 und § 27c Absatz 3 nicht eingehalten werden müssen. Diese Anlagen müssen folglich weder eine Mindestwärmenutzung noch einen Mindestanteil Gülle nachweisen. Hierdurch wird ein Anreiz gesetzt, dass diese Anlagen in die Direktvermarktung wechseln.

In § 33c Absatz 3 wird die Angabe „Absatz 4“ durch die Wörter „Absatz 3 und 4, § 27a Absatz 2 und § 27c Absatz 3“ ersetzt. Die Änderung bereinigt einen redaktionellen Fehler des Regierungsentwurfs.

Neuer Paragraph (keine alte Fassung)

§ 33d Wechsel zwischen verschiedenen Formen

(1) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber dürfen zwischen der Vergütung nach § 16 und der Direktvermarktung oder

zwischen verschiedenen Formen der Direktvermarktung nur zum ersten Kalendertag eines Monats wechseln; dies gilt für

1. den Wechsel von der Vergütung nach § 16 in die Direktvermarktung nach § 33a,
2. den Wechsel zwischen verschiedenen Formen der Direktvermarktung nach § 33b und
3. den Wechsel von der Direktvermarktung nach § 33a in die Vergütung nach § 16.

(2) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber müssen einen Wechsel nach Absatz 1 dem Netzbetreiber vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats mitteilen. In den Fällen des Absatzes 1 Nummer 1 oder Nummer 2 sind auch mitzuteilen:

1. die Form der Direktvermarktung im Sinne des § 33b, in die gewechselt wird, und
2. der Bilanzkreis im Sinne des § 3 Nummer 10a des Energiewirtschaftsgesetzes, dem der direkt vermarktete Strom zugeordnet werden soll.

(3) Die Netzbetreiber müssen unverzüglich, spätestens jedoch ab dem 1. Januar 2013, für den Wechsel von Anlagen im Sinne der Absätze 1 und 2 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 den elektronischen Datenaustausch nach Maßgabe des Bundesdatenschutzgesetzes ist ein einheitliches Datenformat vorzusehen. Die Verbände der Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowie der Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber sind an der Entwicklung der Verfahren und Formate für den Datenaustausch angemessen zu beteiligen.

§ 33d Absatz 1 führt das Erfordernis des § 17 Absatz 1 Satz 1 EEG 2009 fort, dass eine Direktvermarktung nur zum ersten Kalendertag eines Monats begonnen werden kann und ein Wechsel in die Direktvermarktung nur kalendermonatlich möglich ist. Dieses Prinzip wird nunmehr ausgedehnt auf die verschiedenen Formen der Direktvermarktung nach § 33b, so dass künftig auch ein Wechsel

zwischen verschiedenen Formen einer Direktvermarktung angezeigt werden muss. Hierdurch soll schneller und präziser erkannt werden, welche Vermarktungswege von den Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern gewählt werden.

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

Nach Absatz 3 sind die Netzbetreiber verpflichtet, für die Wechselmitteilungen nach Absatz 2 bundesweit einheitliche und massengeschäftstaugliche Verfahren und Formate zur Verfügung zu stellen. Hierdurch soll ein möglichst effizienter Datenaustausch sichergestellt werden. Die Regelung orientiert sich an anderen energierechtlichen Regelungen, z. B. § 26 Absatz 2 GasNZV.

Dieser verpflichtet sodann die Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber zur Verwendung dieser nach Absatz 3 entwickelten Standardverfahren und Standardformate, sobald diese verfügbar sind.

§ 33d Wechsel zwischen verschiedenen Formen

(4) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber müssen dem Netzbetreiber Mitteilungen nach Absatz 2 in dem Verfahren und Format nach Absatz 3 übermitteln, sobald diese zur Verfügung gestellt worden sind.

(5) Die Rechtsfolgen von Verstößen von Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern gegen Absatz 1 Nummer 1 und 2, Absatz 2 oder 4 richten sich nach § 33g Absatz 3 und § 39 Absatz 2. Für die Dauer der dort jeweils genannten Rechtsfolgen sind auch die jeweils anderen Ansprüche ausgeschlossen.

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

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

Neuer Paragraph (keine alte Fassung)

§ 33e Verhältnis zur Einspeisevergütung

Solange Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber Strom aus ihrer Anlage direkt vermarkten, entfallen der Vergütungsanspruch nach § 16 Absatz 1 und 2 sowie die Pflicht nach § 16 Absatz 3 für den gesamten in der Anlage erzeugten Strom. Dieser Zeitraum wird auf die Vergütungsdauer nach § 21 Absatz 2 angerechnet.

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

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

Neuer Paragraph (keine alte Fassung)

§ 33f Anteilige Direktvermarktung

(1) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber dürfen den in ihrer Anlage erzeugten Strom anteilig auf die Vergütung nach § 16 und die Direktvermarktung nach § 33a oder auf verschiedene Formen der Direktvermarktung nach § 33b verteilen, wenn sie

1. dem Netzbetreiber die Prozentsätze, die sie der Vergütung nach § 16 und den verschiedenen Formen der Direktvermarktung nach § 33b zuordnen, in einer Mitteilung nach § 33d Absatz 2 übermittelt haben und
2. die Prozentsätze nach Nummer 1 nachweislich jederzeit eingehalten haben.

(2) Der Vergütungsanspruch nach § 16 Absatz 1 und 2 sowie die Pflicht nach § 16 Absatz 3 entfallen bei einer Direktvermarktung nach Absatz 1 abweichend von § 33e Satz 1 nur in Höhe des Prozentsatzes des direkt vermarkteten Stroms, und die Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber

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

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

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

Liegt keine wirksame Wechselmitteilung nach Absatz 1 Nummer 1 vor oder werden die der Direktvermarktung sowie der Vergütung nach § 16 zugeordneten Prozentsätze nicht nach Absatz 1 Nummer 2 eingehalten, ordnet Absatz 3 Satz 1 eine Verringerung des Vergütungsanspruchs nach § 16 auf den tatsächlichen Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts nach Nummer 1.1 der Anlage 4 an. Nach Satz 2 gilt diese Verringerung bis zum Ablauf des dritten Kalendermonats, der auf die Beendigung eines solchen Verstoßes folgt. Diese gegenüber § 17 Absatz 2 verlängerte Sanktionsdauer greift insbesondere auch, soweit der Prozentsatz unter-

§ 33f Anteilige Direktvermarktung

können für den verbleibenden Anteil die Vergütung nach § 16 beanspruchen.

schritten wird, welcher der Vergütung nach § 16 zugeordnet wird. Insoweit geht Absatz 3 dem tatbestandlich ebenfalls einschlägigen § 17 Absatz 2 Nummer 3 als speziellere Regelung vor. Absatz 3 Satz 2 stellt klar, dass sich die Rechtsfolgen von Verstößen gegen Absatz 1 bezüglich der Marktprämie und des Grünstromprivilegs aus § 33g Absatz 3 und § 39 Absatz 2 ergeben.

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

(3) Bei Verstößen gegen Absatz 1 verringert sich der Vergütungsanspruch nach § 16 für den in der Anlage erzeugten Strom, der nicht direkt vermarktet wird, auf den tatsächlichen Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts nach Nummer 1.1 der Anlage 4 zu diesem Gesetz (MW). Satz 1 gilt bis zum Ablauf des dritten Kalendermonats, der auf die Beendigung des Verstoßes gegen Absatz 1 folgt. Im Übrigen richten sich die Rechtsfolgen von Verstößen gegen Absatz 1 nach § 33g Absatz 3 und § 39 Absatz 2.

Neuer Paragraph (keine alte Fassung)

§ 33g Marktprämie

(1) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber können für Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas, den sie nach § 33b Nummer 1 direkt vermarkten, von dem Netzbetreiber eine Marktprämie verlangen. Dies gilt nur für Strom, der tatsächlich eingespist und von einem Dritten abgenommen worden ist; die Größe dieser Strommenge muss dem Netzbetreiber für jeden Monat bis zum zehnten Werktag des jeweiligen Folgemonats übermittelt werden.

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

Abschnitt 2 – Prämien für die Direktvermarktung

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

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

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

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

(2) Die Höhe der Marktprämie wird kalendermonatlich berechnet. Die Berechnung erfolgt rückwirkend anhand der für den jeweiligen Kalendermonat tatsächlich festgestellten oder berechneten Werte auf Grund des anzulegenden Werts nach § 33h und nach Maßgabe der Anlage 4 zu diesem Gesetz. Auf die zu erwartenden Zahlungen sind monatliche Abschläge in angemessenem Umfang zu leisten.

(3) Der Anspruch nach Absatz 1 entfällt, wenn Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber

- gegen § 33c Absatz 1 oder 2 verstoßen,
- dem Netzbetreiber den Wechsel in die Form der Direktvermarktung nach § 33b Nummer 1 nicht nach Maßgabe des § 33d Absatz 2 in Verbindung mit Absatz 1 Nummer 1 oder 2 und Absatz 4 übermittelt haben oder
- gegen § 33f Absatz 1 verstoßen.

Satz 1 gilt bis zum Ablauf des dritten Kalendermonats, der auf die Beendigung des in Nummer 1, 2 oder 3 benannten Verstoßes folgt.

(4) § 22 gilt entsprechend.

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

Neuer Paragraph (keine alte Fassung)

§ 33h Anzulegender Wert bei der Marktprämie

Die Marktprämie wird berechnet anhand der Höhe der Vergütung nach § 16, die für den direkt vermarkteten Strom bei der konkreten Anlage im Fall einer Vergütung nach den §§ 23 bis 33, auch unter Berücksichtigung der §§ 17 bis 21, tatsächlich in Anspruch genommen werden könnte (anzulegender Wert). Bei der Berechnung des anzulegenden Werts sind § 27 Absatz 3 und 4, § 27a Absatz 2 und § 27c Absatz 3 nicht anzuwenden.

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

Neuer Paragraph (keine alte Fassung)

§ 33i Flexibilitätsprämie

(1) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas können ergänzend zur Marktprämie von dem Netzbetreiber eine Prämie für die Bereitstellung zusätzlicher installierter Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung (Flexibilitätsprämie) verlangen,

1. wenn der gesamte in der Anlage erzeugte Strom nach § 33b Nummer 1 oder 3 direkt vermarktet wird und für diesen Strom unbeschadet des § 33e Satz 1 dem Grunde nach ein Vergütungsanspruch nach § 16 besteht, der nicht nach § 17 verringert ist,
2. wenn die Bemessungsleistung der Anlage im Sinne der Nummer 1 der Anlage 5 zu diesem Gesetz mindestens das 0,2fache der installierten Leistung der Anlage beträgt,
3. sobald sie den Standort und die installierte Leistung sowie die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie gemeldet haben an
 - a) die Bundesnetzagentur mittels der von ihr bereitgestellten Formularvorgaben oder
 - b) einen Dritten, der zum Betrieb eines allgemeinen Anlagenregisters abweichend von Buchstabe a durch eine Rechtsverordnung auf Grund von § 64e Nummer 2 verpflichtet worden ist oder der in einer solchen Verordnung als Adressat der Meldungen benannt worden ist, nach Maßgabe dieser Rechtsverordnung und
4. sobald eine Umweltgutachterin oder ein Umweltgutachter mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien bescheinigt hat, dass die Anlage für den zum Anspruch auf die Flexibilitätsprämie erforderlichen bedarfsorientierten Betrieb technisch geeignet ist.

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

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

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

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

Nummer 2 regelt als weitere Anspruchsvoraussetzung, dass die Bemessungsleistung im Sinne des § 3 Nummer 2a in dem jeweiligen Kalenderjahr, für das die Prämie in Anspruch genommen wird, mindestens das 0,2fache der installierten Leistung im Sinne des § 3 Nummer 6 beträgt. Damit wird eine Mindestauslastung der Anlage gewährleistet, um eine Förderung von nicht genutzter Kapazität auszuschließen. Hinsichtlich der Berechnung der Bemessungsleistung wird auf Nummer 1 der Anlage 5 verwiesen; hier sind Besonderheiten bei der Berechnung der Bemessungsleistung im ersten und letzten Jahr der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie zu berücksichtigen.

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

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

Anlage 2 Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen

(Fundstelle: BGBl. I 2008, 2093 - 2095; bzgl. der einzelnen Änderungen vgl. Fußnote)

I. Anspruchsvoraussetzungen

1. Der Anspruch auf den Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen nach § 27 Abs. 4 Nr. 2 besteht, wenn
 - a) der Strom ausschließlich aus nachwachsenden Rohstoffen oder, bei anaerober Vergärung der nachwachsenden Rohstoffe oder Gülle (Biogas), in einer Kombination mit rein pflanzlichen Nebenprodukten im Sinne der Positivliste Nummer V gewonnen wird,
 - b) die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber durch ein Einsatzstoff-Tagebuch mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe nachweist, dass keine anderen Stoffe eingesetzt werden und
 - c) auf demselben Betriebsgelände keine Biomasseanlagen betrieben werden, in denen gleichzeitig Strom aus sonstigen, nicht von Buchstabe a erfassten Stoffen gewonnen wird.
2. Bei Anlagen ab einer Leistung von über 150 Kilowatt besteht der Anspruch nur, wenn ausschließlich gasförmige oder feste Biomasse zur Stromerzeugung eingesetzt wird. Die Verwendung

flüssiger Biomasse für die notwendige Zünd- und Stützfeuerung steht dem Anspruch nicht entgegen.

3. Der Anspruch auf den Bonus besteht ausschließlich für den Anteil des Stroms, der aus nachwachsenden Rohstoffen oder Gülle erzeugt worden ist. Bei anaerober Vergärung der nachwachsenden Rohstoffe oder Gülle (Biogas) und Kombination dieser Einsatzstoffe mit rein pflanzlichen Nebenprodukten im Sinne der Positivliste Nummer V ist der Anteil nach Satz 1 auf Grundlage der Standard-Biogaserträge zu ermitteln und nachzuweisen. Der Nachweis ist durch Vorlage eines Gutachtens einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien zu führen.
4. Für Strom aus nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz genehmigungsbedürftigen Anlagen, die durch anaerobe Vergärung der nachwachsenden Rohstoffe oder Gülle gewonnenes Gas (Biogas) einsetzen, besteht der Anspruch nur, wenn bei der Erzeugung des Biogases das Gärrestlager gasdicht abgedeckt und zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen für einen Störfall oder für eine Überproduktion verwendet werden.

II. Begriffsbestimmungen

Im Sinne des § 27 Abs. 4 Nr. 2 sind

1. Nachwachsende Rohstoffe: Pflanzen oder Pflanzenbestandteile, die in landwirtschaftlichen, forstwirtschaftlichen oder gartenbaulichen Betrieben oder im Rahmen der Landschaftspflege anfallen und die keiner weiteren als der zur Ernte, Konservierung

Anlage 2 Erzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung

1. Voraussetzungen der Erzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung Strom wird in Kraft-Wärme-Kopplung im Sinne des § 27 Absatz 4 Nummer 1 und Absatz 5 Nummer 2 erzeugt, soweit

- a) es sich um Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung handelt und
- b) eine Wärmenutzung im Sinne der **Nummer 3 (Positivliste)** vorliegt oder
- c) die Wärmenutzung nachweislich fossile Energieträger in einem mit dem Umfang der fossilen Wärmenutzung vergleichbaren Energieäquivalent ersetzt.

2. Erforderliche Nachweise

- 2.1. Die **Erfüllung der Voraussetzung nach Nummer 1 Buchstabe a** ist dem Netzbetreiber nach den anerkannten Regeln der Technik nachzuweisen; 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-Stromes in der jeweils geltenden Fassung nachgewiesen werden. Der Nachweis muss **durch Vorlage eines Gutachtens** einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien erfolgen. Anstelle des Nachweises nach Satz 1 können für serienmäßig hergestellte KWK-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 2 Megawatt geeignete Unterlagen

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

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

Die erforderlichen Nachweise hinsichtlich des geforderten KWK-Strom-Anteils und der qualitativen Wärmenutzungsanforderungen nach Nummer 1 Buchstabe b und c sind gemäß Nummer 2.3 bei der erstmaligen Geltendmachung des gesetzlichen Vergütungsanspruchs und

danach für jedes Kalenderjahr spätestens bis zum 28. Februar des Folgejahres zu erbringen. Das bei erstmaliger Geltendmachung des Vergütungsanspruchs vorzulegende umweltgutachterliche Gutachten muss die zu erwartende Mindestwärmenutzung von 60 Prozent (beziehungsweise 35 Prozent zusätzlich des an-zurechnenden Fermenter-Wärmebedarfs) bescheinigen, und muss insbesondere eine Aussage über die zu erwartende Wärmeproduktion anhand der Stromkennzahl und der geplanten Betriebsstunden sowie Aussagen über den Wärmebedarf nach der „Bekanntmachung der Regeln für Energieverbrauchskenntwerte und der Vergleichswerte im Nichtwohngeländebestand“ vom 26. Juli 2007 und der „Bekanntmachung der Regeln für Energieverbrauchskenntwerte im Wohngeländebestand“ vom 30. Juli 2009 des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, über den Wärmebedarf technischer Einrichtungen (z. B. zur Holztrocknung) mit Angabe des jährlich zu erwartenden Bedarfs, oder über eine Anschlussprognose von Wärmenetzen, nach der die notwendige Anschlussdichte nach drei Jahren erreicht werden kann, umfassen.

Anlage 4 Wärmenutzungs-Bonus

(Fundstelle: BGBl. I 2008, 2097;

bzgl. der einzelnen Änderungen vgl. Fußnote)

I. Anspruchsvoraussetzungen

Der Anspruch auf den Wärmenutzungs-Bonus nach § 28 Abs. 2 besteht, soweit

1. mindestens ein Fünftel der verfügbaren Wärmeleistung ausgekoppelt wird und
2. die Wärmenutzung nachweislich fossile Energieträger in einem mit dem Umfang der Wärmenutzung vergleichbaren Energieäquivalent ersetzt.

II. Erforderliche Nachweise

Der Nachweis über die Voraussetzungen nach Nummer I ist durch ein Gutachten einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien oder für den Bereich Wärmeversorgung zu erbringen, sobald der Bonus erstmals geltend gemacht wird.

III. Positivliste

Als Wärmenutzungen im Sinne der Nummer I gelten:

1. die Beheizung, Warmwasserbereitstellung oder Kühlung von Gebäuden im Sinne von § 1 Abs. 1 Nr. 1 der Energieeinsparverordnung bis zu einem Wärmeeinsatz von 200 Kilowattstunden pro Quadratmeter Nutzfläche und Jahr,
2. die Wärmeeinspeisung in ein Netz mit einer Länge von mindestens 400 Metern und mit Verlusten durch Wärmeverteilung und -übergabe, die unter 25 Prozent des Nutzwärmebedarfs der Wärmekundinnen und -kunden liegen, und
3. die Nutzung als Prozesswärme für industrielle Prozesse im Sinne der Nummern 2 bis 6, 7.2 bis 7.34 sowie 10.1 bis 10.10, 10.20 bis 10.23 der Anlage der Vierten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes, die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 23. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2470) geändert worden ist, und die Herstellung von Holzpellets zur Nutzung als Brennstoff.

IV. Negativliste

Nicht als Wärmenutzungen im Sinne von Nummer I gelten:

1. die Beheizung von Gebäuden, die nach § 1 Abs. 2 der Energieeinsparverordnung nicht Gegenstand der Verordnung sind,
2. die Wärmenutzung zur Bereitstellung, Konversion und Rückstandsbehandlung von biogenen Rohstoffen, die energetisch genutzt werden mit Ausnahme der Herstellung von Holzpellets zur Nutzung als Brennstoff,
3. die Beladung von Wärmespeichern ohne Nutzungsnachweis gemäß der Positivliste.

Hier endet die alte Fassung

Anlage 4 Höhe der Marktprämie

1. Berechnung der Marktprämie

1.1 Im Sinne dieser Anlage ist:

- „MP“ die Höhe der Marktprämie im Sinne des § 33g Absatz 2 in Cent pro Kilowattstunde,
- „EV“ der anzulegende Wert nach § 33h in Cent pro Kilowattstunde,
- „MW“ der jeweilige rückwirkend berechnete tatsächliche Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts in Cent pro Kilowattstunde,
- „PM“ die Prämie für die notwendigen Kosten für die Börsenzulassung, für die Handelsanbindung, für die Transaktionen für die

Erfassung der Ist-Werte und die Abrechnung, für die IT-Infrastruktur, das Personal und Dienstleistungen, für die Erstellung der Prognosen und für Abweichungen der tatsächlichen Einspeisung von der Prognose (Managementprämie),

- „RW“ der nach Nummer 2 berechnete energieträgerspezifische Referenzmarktwert in Cent pro Kilowattstunde.

- #### 1.2 Die Höhe der Marktprämie nach § 33g („MP“) in Cent pro Kilowattstunde direkt vermarkteten und tatsächlich eingespeisten Stroms wird nach der folgenden Formel berechnet: $MP = EV - RW$ ergibt sich bei der Berechnung ein Wert kleiner Null, wird abweichend von Satz 1 der Wert „MP“ mit dem Wert Null festgesetzt.

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

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

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

Nach Nummer 3.2 sind auch alle Angaben, die für die Berechnung des energieträgerspezifischen Referenzmarktwerts erforderlich sind, sowie der daraus berechnete Wert als solcher jeweils rückwirkend anhand der tatsächlichen Werte transparent zu machen. Diese Pflicht ist grundsätzlich bis zum zehnten Werktag des Folgemonats zu erfüllen; dies entspricht den gängigen Zeiträumen der Bilanzkreisabrechnung. Sofern die Daten nicht rechtzeitig verfügbar sind, sind die Berechnungen unverzüglich nachzuholen, spätestens je- doch bis zum 31. Januar des Folgejahres. Dieses Enddatum ist erforderlich, um die Endabrechnung der Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber für das abgelaufene Geschäftsjahr zu ermöglichen.

Durch die Änderung der Anlage 4 wird die Managementprämie um 0,2 Cent pro Kilowattstunde bei nicht fluktuierenden erneuerbaren Energien erhöht. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Marktprämie eine ausreichende Anreizwirkung entfaltet.