

Umsetzungshilfe zum EEG 2009

**Empfehlungen für Netzbetreiber zur Umsetzung des
Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien
(Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG)
und der damit verbundenen Verordnungen**

Version 2.0 – 23. August 2011

© BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Reinhardtstr. 32, 10117 Berlin

Tel. 030/300 199-0, Fax: 030/300 199-3900

info@bdew.de, www.bdew.de

Ausgabe August 2011

bdew
Energie. Wasser. Leben.

Inhaltsverzeichnis

Einleitung	8
1. Netzanschluss und Netzkapazitätserweiterung	14
1.1 Grundsätze zum Netzanschluss von EEG-Anlagen	15
1.2 Technische und betriebliche Vorgaben	18
1.3 Pflicht zur Erweiterung der Netzkapazität	19
1.4 Kostentragung	21
1.5 Betrieb von mehreren Erzeugungsanlagen an demselben Netzanschluss	23
2 Messstellenbetrieb und Messung	25
2.1 Allgemeines	25
2.2 Messung über eine gemeinsame Messeinrichtung gemäß § 19 Abs. 2 und 3 EEG	25
3 Einspeisemanagement	27
3.1 Allgemeines	27
3.2 Technische Umsetzung Anlagenbetreiber / Netzbetreiber	28
3.3 Dokumentation von Einsätzen	30
3.4 Ermittlung der Entschädigungszahlungen gemäß § 12 EEG	30
4 Abnahme und Übertragung	34
4.1 Allgemeine Bestimmungen	34
4.2 Einspeisung in das Netz des Anlagenbetreibers bzw. Dritter gemäß § 8 Abs. 2 EEG	34
5 Vergütung	37
5.1 Allgemeine Vorschriften	37
5.1.1 Allgemeine Hinweise zur Vergütungspflicht	37
5.1.2 Eintragung im Anlagenregister bzw. Meldung an die Bundesnetzagentur	38
5.1.3 Bestimmung der Mindestvergütung	38
5.1.4 Inbetriebnahme, Vergütungsbeginn und -dauer	39
5.1.5 Vergütungszonung	43
5.1.6 Zusammenfassung von Anlagen	44
5.1.7 Degression	47
5.2 Vergütungsvorschriften für Wasserkraftanlagen	49
5.2.1 Grundsätzliches	49
5.2.2 Anlagen mit Inbetriebnahme vor 2009	50
5.2.3 Vergütungsvoraussetzungen	50
5.2.4 Modernisierte Bestandsanlagen	51

5.2.4.1	Installierte Leistung nach Abschluss der Modernisierung bis 5 MW	51
5.2.4.2	Installierte Leistung nach Abschluss der Modernisierung über 5 MW	52
5.2.5	Neuanlagen.....	52
5.2.6	Besondere Nachweispflichten bei Wasserkraftanlagen	54
5.3	Vergütungsvorschriften für Deponiegas-, Klärgas- und Grubengasanlagen	55
5.3.1	Allgemeine Fördervoraussetzungen und Grundvergütung	55
5.3.2	Durchleitung von Deponie- und Klärgas durch Gasnetze.....	56
5.3.3	Technologie-Bonus	56
5.3.4	Besondere Nachweispflichten zur Erlangung des Technologie-Bonus	58
5.3.5	Übergangsvorschriften für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2009	58
5.4	Vergütungsvorschriften für Biomasse	60
5.4.1	Allgemeine Fördervoraussetzungen	60
5.4.1.1	Spezielle Fördervoraussetzungen für flüssige Biomasse	60
5.4.2	Grundvergütung	62
5.4.3	Durchleitung von Gas aus Biomasse durch Gasnetze	63
5.4.4	Vergütungsboni.....	63
5.4.4.1	Allgemeines.....	63
5.4.4.2	Technologie-Bonus	64
5.4.4.3	Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen.....	66
5.4.4.4	KWK-Bonus	68
5.4.4.5	Formaldehyd-Bonus.....	68
5.4.5	Besondere Nachweispflichten zur Erlangung der Vergütungsboni.....	69
5.4.6	Übergangsbestimmungen für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2009	71
5.5	Vergütungsvorschriften für Geothermieranlagen	74
5.5.1	Allgemeine Fördervoraussetzungen und Grundvergütung	74
5.5.2	Vergütungsboni.....	75
5.5.3	Übergangsvorschriften für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.01.2009	76
5.6	Vergütungsvorschriften für Windenergieanlagen an Land.....	77
5.6.1	Allgemeine Vergütungsvoraussetzungen	77
5.6.2	Grund- und Anfangsvergütung.....	77
5.6.3	Systemdienstleistungs-Bonus	78
5.6.4	Repowering-Zuschlag	80
5.6.5	Besondere Nachweispflichten bei Windenergieanlagen.....	81
5.7	Vergütungsvorschriften für Offshore - Windenergieanlagen.....	83
5.8	Vergütungsvorschriften für Photovoltaikanlagen.....	85
5.8.1	Allgemeines	85
5.8.2	Anlagenbegriff und Zusammenfassung von Anlagen	85
5.8.3	Vergütungsvoraussetzungen und Vergütungssätze	86
5.8.3.1	Vergütung von Strom aus Anlagen, die nicht ausschließlich an oder auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden angebracht sind (§ 32 EEG)	86

5.8.3.2	Vergütung von Strom aus Anlagen an oder auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden (§ 33 EEG) („Gebäudeanlagen“)	87
5.8.3.3	Vergütung für Strom bei Eigenverbrauch (§ 33 Abs. 2 EEG)	88
5.8.4	Degression	91
5.8.5	Besondere Nachweispflichten für PV-Anlagen	92
6	Direktvermarktung	94
6.1	Gesetzliche Regelung	94
6.2	Abwicklung zwischen Anlagenbetreiber und avNB	95
6.3	Abwicklung beim avNB	96
6.4	Abwicklung zwischen stromaufnehmendem Lieferant/BKV und avNB	96
6.5	Abwicklung zwischen avNB und rÜNB	96
7	Ausgleichsmechanismus und Jahresabrechnung	97
7.1	Der EEG-Aufnahmeprozess	97
7.1.1	Aufnahme der EEG-Einspeisung durch den avNB	98
7.1.2	Unverzögliche Lieferung der vom avNB aufgenommenen EEG-Strommengen an den jeweiligen rÜNB	100
7.1.3	Vergütung an den avNB durch den rÜNB	103
7.2	Horizontaler Ausgleich zwischen den ÜNB	103
7.3	Vermarktung des EEG-Stroms	104
7.4	Erhebung der EEG-Umlage	105
7.5	Jahresabrechnung	106
7.5.1	Datenübermittlung der avNB an den rÜNB	106
7.5.2	Ausgleich der energetischen und finanziellen Differenzen	107
8	Transparenz	109
8.1	Überblick zu den Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten	109
8.2	Mitteilungen vom Anlagenbetreiber zum Netzbetreiber	112
8.2.1	Gesetzliche Regelung	112
8.2.2	Hinweise für Netzbetreiber	112
8.3	Mitteilungen und Veröffentlichungen des avNB	114
8.3.1	Gesetzliche Regelung	114
8.3.2	Mitteilungen und Veröffentlichungen von Stammdaten und unterjährig verfügbaren Bewegungsdaten	114
8.3.2.1	Umfang der unterjährigen Mitteilungen an den rÜNB	114
8.3.2.2	Zeitpunkt der unterjährigen Mitteilungen an den rÜNB	116
8.3.2.3	Unterjährige Veröffentlichungen der avNB	116
8.3.3	Jahresabrechnungen der avNB	116
8.3.3.1	Jahresabrechnung der avNB gegenüber dem rÜNB	116
8.3.3.2	Veröffentlichung der Jahresabrechnung der avNB	117

8.3.3.3	Übermittlung der Jahresabrechnung der avNB an die Bundesnetzagentur..	117
8.3.3.4	Wirtschaftsprüfer-Bescheinigungen zu den Jahresabrechnungen der avNB	118
8.3.3.5	Erstellen eines Berichts über die Datenermittlung	118
8.4	Mitteilungen und Veröffentlichungen des rÜNB	118
8.4.1	Gesetzliche Regelung	118
8.4.2	Unterjährige Veröffentlichungen	119
8.4.2.1	Veröffentlichungen zu Stamm- und Bewegungsdaten	119
8.4.2.2	Transparenz der Vermarktungstätigkeit	119
8.4.3	Jahresabrechnungen und jährliche Veröffentlichungen der ÜNB	123
8.4.3.1	Veröffentlichungs- und Transparenzpflichten in Verbindung mit der EEG-Umlage (§ 3 AusglMechAV)	123
8.4.3.2	Veröffentlichung der Jahresabrechnung der an das Netz der ÜNB angeschlossenen EEG-Anlagen	124
8.4.3.3	Veröffentlichung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der ÜNB	124
8.4.3.4	Wirtschaftsprüfer-Bescheinigung des rÜNB zur Jahresabrechnung	124
8.4.3.5	Jahresabrechnung des ÜNB gegenüber den Lieferanten	125
8.4.3.6	Erstellen eines Berichts über die Datenermittlung	125
8.4.3.7	Jahresabrechnungen 2008 und 2009	126
8.4.4	Meldungen an die Bundesnetzagentur	126
8.4.4.1	Unterjährige Meldungen	126
8.4.4.2	Jährliche Meldungen	127
Literaturverzeichnis		129
Abkürzungsverzeichnis		135
Abbildungsverzeichnis		138
Anhänge zur Umsetzungshilfe zum EEG 2009		139
Anhang 1:	Zeitreihentypen für die EEG-Strom-Aufnahme und -Weitergabe (vgl. Kapitel 7)	139
Anhang 1.1:	Sorten- und energieartenscharfe EEG-Einspeisezeitreihen	139
Anhang 1.2:	Sorten- und energieartenscharfe EEG-Überführungszeitreihen	140
Anhang 2:	Vorschlag für Berichte der Netzbetreiber nach § 52 EEG	142
Anhang 2.1:	Bericht der VNB nach § 52 Abs. 1 Nr. 2 EEG	142
Anhang 2.2:	Bericht der ÜNB nach § 52 Abs. 1 Nr. 2 EEG	143
Anhang 3:	Hinweise zu EEG-Vergütungskategorientabelle und Kategorienbezeichnungen	145
Anhang 3.1:	Bezeichnungen der Vergütungskategorien	145
Anhang 3.2:	Bezeichnungen der Kategorien für vermiedene Netzentgelte	150
Anhang 3.3:	Zuordnung von EEG-Anlagen zu den Vergütungskategorien	150
Anhang 4:	Tabellen mit Vergütungssätzen	152
Anhang 4.1:	Vergütungssätze Wasserkraftanlagen	152

Anhang 4.2: Vergütungssätze Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen	154
Anhang 4.3: Vergütungssätze Biomasseanlagen	158
Anhang 4.5: Vergütungssätze Geothermieranlagen	162
Anhang 4.6: Vergütungssätze Windenergieanlagen.....	164
Anhang 4.7: Vergütungssätze Solaranlagen.....	167

Einleitung

Gesetzesentwicklung, Entstehung und Ziel der Umsetzungshilfe

Das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) wurde erstmals zum 1. April 2000 eingeführt (EEG 2000). Am 1. August 2004 wurde es durch Artikel 1 des Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG 2004) abgelöst.

Das EEG regelt die Bedingungen, zu denen Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas von Stromnetzbetreibern (avNB) abzunehmen, weiterzuleiten und zu vergüten ist, sowie die Abwicklung des bundesweiten Belastungsausgleichs zwischen den avNB, den regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern (rÜNB) und den Lieferanten, die Letztverbraucher mit Strom versorgen.

Zum 1. Januar 2009 trat das umfassend novellierte Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften in Kraft (EEG 2009 /1/, im Folgenden verkürzt mit „EEG“ bezeichnet). Es baut auf dem EEG 2004 auf, bringt jedoch eine Reihe von Neuregelungen, die alle Bereiche des Gesetzes betreffen. Weitere Neuregelungen wurden sukzessive durch Verordnungen zu bestimmten Themengebieten ergänzt.

Ein einheitliches Verständnis der beteiligten Akteure zu den teils komplexen gesetzlichen Regelungen ist für eine reibungslose Umsetzung des EEG und der Verordnungen erforderlich. Daher stellt der BDEW seinen Mitgliedern sowie der Öffentlichkeit regelmäßig Informationen und Umsetzungsempfehlungen zur Verfügung.

Aufbauend auf den bisherigen Informationen des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) e.V. sowie des Verbandes der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW, den Umsetzungserfahrungen der vergangenen Jahre sowie der ergangenen Rechtsprechung beschreibt die vorliegende Unterlage die Umsetzung der wichtigsten die Netzbetreiber betreffenden Regelungen des EEG. Der Aufbau der Unterlage folgt dem Aufbau des Gesetzes.

Diese Umsetzungshilfe steht jedem Interessierten frei im Internet zur Verfügung. Aus den Inhalten lassen sich keine Rechtsansprüche ableiten.

Weitere Informationen für BDEW-Mitglieder

Über diese frei verfügbare Unterlage hinaus erhalten BDEW-Mitgliedsunternehmen vertiefende Informationen zu gezielten rechtlichen Fragestellungen, die – nach Themengebieten geordnet – vom BDEW in der Energie-Info-Reihe „Fragen und Antworten zum EEG 2009“ zusammengestellt und kontinuierlich fortgeschrieben werden. Bis Mitte März 2011 (Redaktionsschluss) wurden Informationen zu folgenden Themengruppen herausgegeben und im Mitgliederbereich der BDEW-Internetseite zur Verfügung gestellt:

- Netzanschluss und Netzausbau einschließlich Einspeisemanagement (2. Aufl.)
- Vergütung und Direktvermarktung (2. Aufl.)
- Inbetriebnahme von EEG-Anlagen über einen Jahreswechsel (2. Aufl.)
- Messung und Messeinrichtungen (1. Aufl.)
- Wasserkraft (1. Aufl.)
- Biomasse (2. Aufl.)
- Windenergie (2. Aufl.)
- Übergangsregelung für Palm- und Sojaöl (2. Aufl.)
- Solarstrom (2. Aufl.)
- Vertriebsrechtliche Änderungen (2. Aufl.)
- Hinweise zur Anwendung von § 66 Abs. 1a EEG 2009 (1. Aufl.).

Außerdem enthält die „Vertriebliche Umsetzungshilfe zum EEG 2009“ für BDEW-Mitgliedsunternehmen Hinweise zu den Informations-, Abrechnungs-, Datenlieferungs- und Berichtspflichten von Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach dem EEG 2009 (1. Auflage, 24.11.2010).

In den einzelnen Kapiteln der vorliegenden Umsetzungshilfe wird auf weitere Hinweise in den jeweiligen „Fragen und Antworten zum EEG 2009“ verwiesen.

Änderungshistorie

Version 1.0 der Umsetzungshilfe zum EEG 2009 wurde im Jahr 2009 von einer BDEW-Projektgruppe, bestehend aus Mitarbeitern von Übertragungsnetzbetreibern und Verteilnetzbetreibern, in Fortschreibung der VDN-Verfahrensbeschreibung zum EEG 2004 und der VDN-Umsetzungshilfe zur „kleinen“ EEG-Novelle 2006 erarbeitet. Nach leichten Ergänzun-

gen in der Vergütungsübersicht (Anhang 4) wurde die Unterlage im Dezember 2009 durch Version 1.1 ersetzt.

Seit seinem Inkrafttreten am 1. Januar 2009 ist das EEG 2009 mehrmals geändert worden; einige Regelungen gelten mit materieller Rückwirkung zum 1. Januar 2009. Darüber hinaus traten bis zum Sommer 2010 vier ergänzende Verordnungen zum EEG in Kraft, in denen der Verordnungsgeber wiederum bis Ende 2010 jeweils Änderungen durchgeführt hat:

- die Systemdienstleistungsverordnung für Windenergieanlagen (SDLWindV),
- die Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV),
- die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) sowie
- die Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung (AusglMechAV).

Die Inhalte dieser Verordnungen, die Änderungen des EEG 2009 seit Erscheinen der Version 1.1 der Umsetzungshilfe sowie Hinweise zu weiteren relevanten Entscheidungen und Erkenntnissen aus der Praxis werden in der nun vorliegenden Version 2.0 beschrieben. Einen Überblick über die Ergänzungen gibt die nachstehende Tabelle.

Gesetzliche Basis / Neuerung	Änderung in Umsetzungshilfe
Version 1.0 der Umsetzungshilfe zum EEG 2009 (25.09.2009):	
EEG 2009 vom 25.10.2008 (BGBl. I S. 2074), in Kraft getreten am 01.01.2009	
Version 1.1 der Umsetzungshilfe zum EEG 2009 (01.12.2009):	
Information der Bundesnetzagentur vom 30.10.2009 zu neu installierten PV-Anlagen im Zeitraum 01.10.2008 bis 30.09.2009 und zur Höhe der Vergütungsabsenkung für in 2010 neu installierte PV-Anlagen	Anhang 4: Anpassung Mindestvergütungssätze für PV-Anlagen mit Inbetriebnahmejahr 2010 (endgültige Werte) und für PV-Anlagen der Inbetriebnahmejahre 2011 bis 2014 (vorläufige Werte)
BMU-Information vom September 2009 „Vergütungssätze und Degressionsbeispiele nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 25. Oktober 2008“	Anhang 4: Korrektur einzelner Mindestvergütungssätze für Anlagen der Inbetriebnahmejahre 2011 bis 2014 aufgrund anderslautender Empfehlung zu Degression und Rundung

Gesetzliche Basis / Neuerung	Änderung in Umsetzungshilfe
Version 2.0 der Umsetzungshilfe zum EEG 2009 (23.08.2011):	
<u>Änderungen des EEG:</u> - Übergangsregelung für den Einsatz von Soja-/ Palmöl in Anlagen, die vor 5. Dez. 2007 in Betrieb genommen oder bestellt wurden (Artikel 5 des Gesetzes vom 28.03.2009, in Kraft getreten am 02.04.2009) - Betrachtung von Anlagen, die vor 1. Januar 2009 im Rahmen einer „modularen Anlage“ betrieben wurden, als einzelne Anlagen bei der Ermittlung der Vergütung (Gesetz vom 22.12.2009, rückwirkend in Kraft getreten zum 01.01.2009) - Änderung der Vergütungsvorschriften für Photovoltaikanlagen, die ab 1. Juli bzw. ab 1. Oktober 2010 in Betrieb genommen wurden (Gesetz vom 11.08.2010, rückwirkend in Kraft getreten zum 01.07.2010) - Änderung der Vorschriften zur Zurverfügungstellung von Daten durch Netzbetreiber an Einspeisewillige (Gesetz vom 12.04.2011, in Kraft getreten zum 01.05.2011)	Ergänzung in Kap. 5.1.6 Ergänzung in Kap. 5.1.7, 5.8.3.3 und 5.8.4 Erste Hinweise in Kap. 1.1

Gesetzliche Basis / Neuerung	Änderung in Umsetzungshilfe
Version 2.0 der Umsetzungshilfe zum EEG 2009 (23.08.2011):	
<u>Verordnungen:</u> - SDLWindV vom 03.07.2009 und Änderung der SDLWindV vom 25.06.2010 und vom 13.04.2011 - AusglMechV vom 17.07.2009 und AusglMechAV vom 22.02.2010 sowie Änderung der AusglMechAV vom 08.12.2010 - BioSt-NachV vom 23.07.2009 und Änderung der BioSt-NachV vom 31.07.2010 <u>weitere Vorgaben:</u> - Mitteilung Nr. 5 der Bundesnetzagentur vom 01.03.2011 zu Beschluss BK6-07-002 vom 10.06.2009 (MaBiS): Hinweis auf Verbändedokument „Wichtige Hinweise zur Einführung und Umsetzung der Festlegung MaBiS“ - BMF-Schreiben IV B 8 - S 7124/07/10002 vom 01.04.2009 - Messung von eingespeistem und eigenverbrauchtem Strom	Ergänzung in Kap. 5.6.1, 5.6.3 und 5.6.5 Kap. 7.3: Vermarktung des EEG-Stroms durch die ÜNB Kap. 7.4: Erhebung der EEG-Umlage von den Letztverbraucherversorgern; Kap. 8.4: Ergänzung der Transparenzpflichten für ÜNB Kap. 5.4.1.1 neu erstellt Abschnitt 7.1.2 angepasst Anhang 1 angepasst Abschnitt 5.8.3.3: Umsatzsteuerliche Behandlung von eigenverbrauchtem PV-Strom dargestellt Abschnitt 5.8: Messanforderungen bei PV-Eigenverbrauch: Verweis auf BDEW-Ergänzung zu den TAB 2007 /24/ Abschnitt 1.5 eingefügt: Betrieb von EEG- und KWK-Anlagen an gemeinsamem

- Veröffentlichung des Leitfadens der Bundesnetzagentur für Anträge zum Erweiterungsfaktor (Stand: Mai 2010) - Mitteilung der Bundesnetzagentur vom 22.10.2010: Degressionssätze zur Ermittlung der PV-Vergütung für Anlagen mit Inbetriebnahme in 2011 - Clearingstelle EEG: Hinweis 2009/14 vom 23.09.2010 zur Anwendung von § 6 Abs. 1 EEG 2009 auf PV-Anlagen - Clearingstelle EEG: Empfehlung 2010/5 vom 04.10.2010 zum Begriff „Betriebliche Einrichtungen“ im Sinne von § 6 Abs. 1 EEG 2009 - BMELV und BMU: Erlass vom 10.12.2010 zur nachträglichen Ausstellung von Nachhaltigkeitsnachweisen - Bundesnetzagentur: Positionspapier zur Verbesserung der Prognose und Bilanzierung von Solarstromeinspeisungen - Bundesnetzagentur: Mitteilung zu EEG-Überführungszeitreihen - Bundesnetzagentur: Information zum Verfahren zu PV-Anlagendatenmeldungen	Netzanschluss Ergänzung in Abschnitt 1.4 Degressions- und Vergütungssätze in Abschnitten 5.1.7, 5.8.4 sowie in Anlage 4 angepasst Hinweise in Abschnitten 1.2, 5.1.1 und 5.8.2 eingefügt Hinweise in Abschnitt 3.2 eingefügt Hinweis in Abschnitt 5.4.1.1 eingefügt Hinweis in Abschnitt 7.1.2 eingefügt Änderungen in Abschnitten 7.1.1 und 7.1.2 sowie in Anhang 1 Änderung in Abschnitt 5.8.3
--	---

1. Netzanschluss und Netzkapazitätserweiterung

- (1) Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas (EEG-Anlagen) haben im Rahmen eines gesetzlichen Schuldverhältnisses einen unmittelbaren Anspruch auf vorrangigen Anschluss ihrer EEG-Anlage an das Netz für die allgemeine Versorgung. Daher dürfen Netzbetreiber den Netzanschluss von EEG-Anlagen z.B. nicht vom Abschluss eines Vertrages (Einspeisungs-, Netzanschluss- oder Stromlieferungsvertrages) abhängig machen. Davon unberührt bleiben Anschlusserrstellungsverträge als Werk- oder Dienstleistungsverträge zwischen dem Anlagen- und dem Netzbetreiber zur Erstellung von Netzanschlussanlagen im Auftrag des Anlagenbetreibers nach § 7 Abs. 1 EEG. Diesen Verträgen liegt normalerweise ein Angebot des Netzbetreibers und eine entsprechende Annahme des Anlagenbetreibers zugrunde. Hieraus ergibt sich dann der inhaltsgleiche Anschlusserrstellungsvertrag.
- (2) Der Abschluss eines Vertrages (Netzanschlussvertrages) kann insbesondere zur Regelung von technischen Fragen der Einbindung einer EEG-Anlage in das Netz für die allgemeine Versorgung sinnvoll sein. Gemäß § 4 Abs. 2 EEG darf aber ein entsprechender Vertrag bei Abschluss ab dem 1. Januar 2009 weder zu Lasten des Anlagenbetreibers noch zu Lasten des Netzbetreibers von den Bestimmungen des EEG abweichen.
- (3) Gemäß § 5 Abs. 1 EEG erfolgt der Netzanschluss von EEG-Anlagen am Netzverknüpfungspunkt. In den Technischen Richtlinien für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen /20/ bis /30/ wird diese Stelle als Netzanschlusspunkt bezeichnet. Der Netzverknüpfungspunkt ist nach § 5 Abs. 1 Satz 1 EEG die Stelle im Netz für die allgemeine Versorgung, die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist, und die in der Luftlinie kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist, wenn nicht ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist.¹

¹ Die Clearingstelle EEG hat am 18. Januar 2011 unter dem Aktenzeichen 2011/1 ein Empfehlungsverfahren zum „Netzverknüpfungspunkt nach § 5 Abs. 1 EEG“ eingeleitet. Bei Redaktionsschluss dieser Unterlage lag die Empfehlung der Clearingstelle EEG noch nicht vor.

1.1 Grundsätze zum Netzanschluss von EEG-Anlagen

- (1) Netzbetreiber sind verpflichtet, EEG-Anlagen grundsätzlich an den räumlich nächstgelegenen (Luftlinie) technisch geeigneten Netzverknüpfungspunkt anzuschließen. Kommen mehrere Netzbetreiber für diesen Anschluss in Betracht, so ist jeder Netzbetreiber für die sein Netz betreffenden Aussagen verantwortlich. Eine gegenseitige Information dieser Netzbetreiber ist zweckmäßig.
- (2) Sofern ein räumlich weiter entfernt gelegener technisch geeigneter Netzverknüpfungspunkt nach gesamtwirtschaftlicher Betrachtungsweise günstiger ist und der Netzbetreiber dies dem Anlagenbetreiber nachgewiesen hat, hat der Anschluss an diesem Netzverknüpfungspunkt zu erfolgen, nicht am nächstgelegenen. Für die Ermittlung des Netzverknüpfungspunktes ist also ein gesamtwirtschaftlicher Kostenvergleich durchzuführen, bei dem losgelöst von der Kostentragungspflicht die Gesamtkosten aller möglichen Anschlussalternativen miteinander zu vergleichen sind, die bei den verschiedenen Ausführungsmöglichkeiten für den Anschluss der betreffenden Anlagen sowie für den Netzausbau anfallen würden (so auch schon BGH vom 18. Juli 2007, Az. VIII ZR 288/05). Es kommt insoweit nicht allein darauf an, welcher Anschlusspunkt räumlich am nächsten liegt.
- (3) Im Rahmen der „gesamtwirtschaftlichen Betrachtungsweise“ wird für jede in Frage kommende Netzanschlussvariante separat die Summe aus den Netzanschlusskosten und den Kosten für die Erweiterung der Netzkapazität ermittelt. Gemäß dem BGH-Urteil vom 10. November 2004 (Az. VIII ZR 391/03) sind außerdem die einmaligen und laufenden Kosten für die Durchführung der Stromeinspeisung zu berücksichtigen, z.B. Leitungs- und Umspannverluste, Messpreise und Gebühren für die Nutzung fremder Grundstücke. Zudem ist im Einzelfall zu klären, ob die zu erwartenden Entschädigungszahlungen nach § 12 EEG zu berücksichtigen sind, wenn absehbar ist, dass eine Netzanschlussvariante einen Netzausbau verlangt, der längere Zeit in Anspruch nehmen wird, und dadurch Maßnahmen nach § 11 Abs. 1 EEG erforderlich werden (vgl. Kapitel 3).
- (4) Eine Ausnahme von der gesamtwirtschaftlichen Betrachtungsweise zur Ermittlung des Netzverknüpfungspunktes besteht nach § 5 Abs. 1 Satz 2 EEG für eine oder mehrere EEG-Anlagen mit einer Leistung von insgesamt bis zu 30 kW, die sich auf einem Grundstück mit bereits bestehendem Netzanschluss befinden. In diesem Fall gilt der Verknüpfungspunkt des Grundstücks mit dem Netz für die allgemeine Ver-

sorgung als günstigster Netzverknüpfungspunkt. Bei Photovoltaikanlagen ist die installierte Modulleistung in kWp maßgeblich.

- (5) Anlagenbetreiber sind nach § 5 Abs. 2 EEG berechtigt, einen anderen technisch geeigneten Netzverknüpfungspunkt zu wählen. Die Ausübung des Wahlrechts darf aber nicht rechtsmissbräuchlich sein. Nach überwiegender Ansicht im BDEW-Fachausschuss „Recht Erneuerbare Energien“² kann dieser „andere Netzverknüpfungspunkt“ jedoch nicht der räumlich nächstgelegene sein, wenn die „gesamtwirtschaftliche Betrachtungsweise“ nach § 5 Abs. 1 Satz 1 EEG nicht diesen sondern einen alternativen Netzverknüpfungspunkt als technisch und wirtschaftlich günstigsten ergibt. Dann kommt nach dieser Ansicht nur ein dritter Netzverknüpfungspunkt in Frage, der für den Anlagenbetreiber möglicherweise höhere Netzanschlusskosten, aber eine leichtere Realisierbarkeit bedeuten würde (z.B. Vermeidung einer Straßen-, Fluss- oder Bahntrassenkreuzung), für den Netzbetreiber im Vergleich zum gesamtwirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunkt, jedoch nicht zu höheren Kosten für die Erweiterung der Netzkapazität führen darf. Gemäß überwiegender Ansicht im BDEW-Fachausschuss „Recht Erneuerbare Energien“ lässt sich die Rechtsmissbräuchlichkeit der Ausübung des Wahlrechts nach § 5 Abs. 2 EEG 2009 daher bereits dann annehmen, wenn die Auswahl eines anderen Netzverknüpfungspunktes nach § 5 Abs. 2 EEG 2009 zu höheren oder überhaupt zu Netzausbaukosten im Gegensatz zum gesamtwirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunkt nach § 5 Abs. 1 Satz 1 EEG 2009 führen würde. Nach anderer Ansicht müssen demgegenüber die Umstände des Einzelfalls betrachtet werden, ob die Wahl des für den Netzbetreiber mit höheren Kosten verbundenen Netzverknüpfungspunktes als unredlich bzw. unverhältnismäßig im vorstehend genannten Sinne erscheint.
- (6) Netzbetreiber sind nach § 5 Abs. 3 EEG berechtigt, EEG-Anlagen einen anderen als den gesamtwirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunkt zuzuweisen. Dies gilt nach § 5 Abs. 3 Satz 2 EEG nicht, wenn die Abnahme des Stroms aus der betroffenen Anlage nach § 8 Abs. 1 EEG nicht sicher gestellt wäre. Befristete betriebsbedingte Maßnahmen, wie Wartungsarbeiten, Störungsbeseitigung oder Netzausbau sowie Maßnahmen zur Gewährleistung der Netz- oder Systemsicherheit sind hierdurch nicht ausgeschlossen, weiterhin möglich und für die Prüfung des Netzverknüpfungspunktes ohne Bedeutung.

² Der Fachausschuss wurde gemäß Beschluss vom 13.01.2010 umbenannt in Fachausschuss „Rechtsfragen EEG & KWK-G“.

- (7) Soweit es für die Ermittlung des Netzverknüpfungspunktes sowie die Planung des Netzbetreibers zur Erweiterung der Netzkapazität erforderlich ist, müssen Einspeisewillige und Netzbetreiber einander nach § 5 Abs. 5 EEG die dafür notwendigen Unterlagen, insbesondere die für eine nachprüfbare Netzverträglichkeitsprüfung erforderlichen Netzdaten, auf Verlangen innerhalb von 8 Wochen vorlegen.
- (8) Ab dem 1. Mai 2011 gilt für jeden Netzanschlussvorgang, der ab diesem Zeitpunkt durchgeführt wird, anstelle der unter der vorstehenden Gliederungsnummer dargestellten Regelung des § 5 Abs. 5 EEG nunmehr § 5 Abs. 5 und 6 EEG in der durch das „Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien“ geänderten Fassung. Diese Regelungen haben folgenden Inhalt:

Gemäß § 5 Abs. 5 EEG sind Netzbetreiber nunmehr verpflichtet, Einspeisewilligen nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens unverzüglich einen genauen Zeitplan für die Bearbeitung des Netzanschlussbegehrens zu übermitteln. In diesem Zeitplan ist anzugeben:

1. in welchen Arbeitsschritten das Netzanschlussbegehren bearbeitet wird und
2. welche Informationen die Einspeisewilligen aus ihrem Verantwortungsbereich den Netzbetreibern übermitteln müssen, damit die Netzbetreiber den Verknüpfungspunkt ermitteln oder ihre Planungen nach § 9 EEG durchführen können.

Gemäß § 5 Abs. 6 EEG sind Netzbetreiber außerdem nunmehr verpflichtet, Einspeisewilligen nach Eingang der erforderlichen Informationen unverzüglich, spätestens aber innerhalb von acht Wochen, Folgendes zu übermitteln:

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

Zu beachten ist, dass gemäß § 5 Abs. 6 Satz 2 EEG das Recht der Anlagenbetreiberinnen oder Anlagenbetreiber nach § 7 Absatz 1 EEG, d.h. das Recht zur Vergabe des Auftrages auf Anschluss der Anlage an einen „fachkundigen Dritten“, auch dann unberührt bleibt, wenn der Netzbetreiber den Kostenvoranschlag nach § 5 Abs. 6 Satz 1 Nummer 3 EEG übermittelt hat.

Hinweise zur Durchführung dieser neuen Regelungen erfolgen in der Folgeauflage dieser Umsetzungshilfe sowie für BDEW-Mitgliedsunternehmen in der Neuauflage der „Fragen und Antworten zum EEG 2009“.

- (9) Die Prüfung der technischen Eignung eines Netzverknüpfungspunktes erfolgt auf Grundlage der in den Technischen Richtlinien für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen /20/ bis /30/ in der jeweils gültigen Fassung genannten Netzanchlusskriterien und den dort beschriebenen weiteren Anforderungen.

1.2 Technische und betriebliche Vorgaben

- (1) Anlagenbetreiber sind nach § 6 Nr. 1 EEG verpflichtet, EEG-Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 100 kW mit einer technischen oder betrieblichen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung und zur Abrufung der jeweiligen Ist-Einspeisung auszustatten, auf die der Netzbetreiber zugreifen darf. Zur technischen Umsetzung dieser Vorschrift siehe Abschnitt 3.2.
- (2) Gemäß dem Hinweis der Clearingstelle EEG im Verfahren 2009/14 (siehe /18/) sind Photovoltaikanlagen von dieser Regelung nach derzeitigem Gesetzesstand nicht berührt, da für sie der Anlagenbegriff nach § 3 Nr. 1 EEG anzuwenden ist, wonach jedes Photovoltaik-Modul als separate Anlage zu betrachten ist. Siehe hierzu auch die BDEW-Empfehlung vom 27. Oktober 2010 (/47/).
- (3) Diese Anforderungen gelten nach dem EEG 2009 für neue EEG-Anlagen mit Inbetriebnahme ab 1. Januar 2009. EEG-Anlagen mit Inbetriebnahme bis 31. Dezember 2008 müssen danach bis spätestens 31. Dezember 2010 entsprechend nachgerüstet werden. Dessen unbeschadet kann und konnte der Netzbetreiber für den Anschluss und den Betrieb von Eigenerzeugungsanlagen an seinem Netz vom Anlagenbetreiber den Betrieb eines technischen Gerätes zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung nach §§ 17, 19, 49 und §§ 13, 14 EnWG fordern, wenn dies nach §§ 13 und 14 EnWG technisch erforderlich ist.

- (4) Unter einer Einrichtung zur Abrufung der jeweiligen Ist-Einspeisung ist eine Einrichtung zur Erfassung von mindestens 1/4-h-Leistungsmittelwerten zu verstehen, wie z. B. registrierende Leistungsmessungen, Auswertung von Impulsen, u. a. Der Anlagenbetreiber hat die entsprechenden technischen Einrichtungen einschließlich der Einrichtungen zur Fernauslesung (d.h. Schnittstelle und Anschlussvorrichtung zum Telekommunikationsnetz einschließlich Verbindungsleitungen) auf seine Kosten zu stellen und dem Netzbetreiber freien Zugriff auf die Daten zu gewähren. Die Kostentragungspflicht für die Übermittlung liegt allerdings beim Netzbetreiber.
- (5) Die Ausführung der Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung richtet sich gemäß § 7 Abs. 2 EEG nach den technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers.
- (6) Nach § 6 Nr. 2 EEG müssen darüber hinaus Windenergieanlagen nach Inkrafttreten der Verordnung zur Verbesserung der Netzintegration und zur Befuerung von Windenergieanlagen gemäß § 64 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG die dort genannten Anforderungen einhalten.
- (7) Die Ausführung des Netzanschlusses und die übrigen für die Sicherheit des Netzes notwendigen technischen Einrichtungen müssen nach § 7 Abs. 2 EEG den im Einzelfall notwendigen technischen Anforderungen des Netzbetreibers – insbesondere den Vorgaben der Technischen Richtlinien für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen /20/ bis /30/ – und § 49 des Energiewirtschaftsgesetzes vom 7. Juli 2005 (EnWG) in der jeweils geltenden Fassung entsprechen.
- (8) EEG-Anlagen, die die Voraussetzungen nach § 6 EEG nicht erfüllen, entsprechen nicht den technischen Anforderungen nach § 7 Abs. 2 EEG und müssen daher nicht an das Netz angeschlossen werden, insbesondere wenn dadurch dem Netzbetreiber die Erfüllung seiner Verpflichtungen im Rahmen eines evtl. erforderlichen Einspeisemanagements nach § 11 Abs. 1 Nr. 2 und 3 EEG unmöglich gemacht wird.
- (9) Solange der Anlagenbetreiber die Verpflichtung nach § 6 EEG nicht erfüllt, besteht gemäß § 16 Abs. 6 EEG außerdem kein Anspruch auf Zahlung der Einspeisungsvergütung.

1.3 Pflicht zur Erweiterung der Netzkapazität

- (1) Um die Abnahme des Stroms aus EEG-Anlagen sicherzustellen, ist der Netzbetreiber nach § 5 Abs. 4 und § 9 Abs. 1 EEG zur unverzüglichen Erweiterung der Netzkapazi-

tät verpflichtet, soweit dies wirtschaftlich zumutbar ist. Unter „Sicherstellung der Abnahme“ ist keine 100-prozentige Abnahmegarantie zu verstehen. In Fällen von befristeten Einschränkungen im Rahmen von betriebsbedingten Maßnahmen im Netz, wie Wartungs-/Instandhaltungsarbeiten, einer Störungsbeseitigung oder eines Netzausbaus muss die Abnahme nicht durch Netzausbaumaßnahmen sichergestellt werden.

- (2) Unter „Erweiterung der Netzkapazität“ sind nach § 9 Abs. 1 Satz 1 EEG 2009 Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau von Netzen entsprechend dem „Stand der Technik“ zu verstehen. Die Pflicht zur Erweiterung der Netzkapazität erstreckt sich nach § 9 Abs. 2 EEG auch auf die Erweiterung der Kapazität von im Eigentum des Netzbetreibers stehenden oder in sein Eigentum übergehenden Anschlussanlagen. Daraus ergibt sich kein Anspruch des Anlagenbetreibers auf Übernahme der Anschlussanlagen in das Eigentum des Netzbetreibers.
- (3) Gemäß der Gesetzesbegründung zu § 9 Abs. 1 EEG (/2/, S. 35, Fußnote 4) können Maßnahmen zur Optimierung des Netzes nach dem „Stand der Technik“ derzeit insbesondere
 - die Anwendung der saisonalen Fahrweise auf allen Netzebenen,
 - den Einsatz lastflussteuernder Betriebsmittel,
 - den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen bis 150 °C und
 - die Anwendung des Freileitungs-Monitoring auf der 110 kV-Ebene
 sein, sofern sie „Stand der Technik“ sind.

Davon unabhängig ist ein Netzbetreiber nach § 9 Abs. 1 EEG nur verpflichtet, diejenigen Maßnahmen zur Optimierung des Netzes durchzuführen, die zum einen Stand der Technik sind und zum anderen tatsächlich unter Berücksichtigung der Charakteristika des jeweiligen Netzes zu einer Optimierung des Netzes führen können.

Welche technischen Maßnahmen aktueller „Stand der Technik“ sind, kann im Zweifelsfall durch entsprechende Sachverständigengutachten bestimmt werden.

- (4) Netzverstärkungsmaßnahmen sind Maßnahmen innerhalb des Netzes des Netzbetreibers, wozu auch eine versorgungsseitig genutzte Hausanschlussleitung im Eigentum des Netzbetreibers gehört. Unter entsprechende Maßnahmen fallen z.B. der Austausch eines Kabels durch ein Kabel mit größerem Querschnitt oder der Austausch eines Transformators durch einen Transformator mit höherer Leistung. In der Regel ist es ausreichend, zur Netzverstärkung standardisierte Betriebsmittel des Netzbetreibers zu verwenden.

- (5) Eine Netzausbaumaßnahme ist z.B. der Neubau einer Leitung, wenn diese Leitung nicht als Anschlussleitung für die EEG-Anlage dient.
- (6) Der Netzbetreiber ist dann nicht zur Erweiterung der Netzkapazität verpflichtet, wenn ihm die Optimierung, die Verstärkung und der Ausbau des Netzes wirtschaftlich nicht zumutbar sind. Wann eine wirtschaftliche Unzumutbarkeit vorliegt, richtet sich nach dem jeweiligen Einzelfall. Generelle Aussagen können hierüber nur schwer getroffen werden. Ob eine wirtschaftliche Zumutbarkeit vorliegt, wenn die Kosten der Maßnahme 25 % der Kosten der Errichtung der Stromerzeugungsanlage nicht überschreiten (so die Gesetzesbegründung zum EEG 2004, BT-Drs. 15/2864, S. 34 zu § 4 Abs. 2, und Clearingstelle EEG /17/, Votum vom 19. September 2008, Verfahren 2008/14), ist derzeit noch nicht abschließend durch die Rechtsprechung geklärt (offen gelassen: BGH Urteil vom 18. Juli 2007, Az. VIII ZR 288/05, RdE 2008 S. 18, 21 (Tz. 16)). Eine Unzumutbarkeit liegt daher am ehesten bei Kleineinspeisungen oder geringen Restlaufzeiten der Anlagen vor, die entsprechend höheren Netzausbaukosten gegenüber stehen. Im Übrigen kommt es auf die Frage der wirtschaftlichen Zumutbarkeit des vom Einspeisewilligen gewünschten Netzausbaus – in einem zweiten Prüfungsschritt – erst dann an, wenn zunächst im Rahmen der „gesamtwirtschaftlichen Betrachtungsweise“ (vgl. Abschnitt 1.1) festgestellt wurde, dass das betreffende Netz selbst oder ein anderes Netz nicht einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist (BGH, Urteil vom 1. Oktober 2008 (Az. VIII ZR 21/07)).
- (7) Verletzt der Netzbetreiber seine Pflicht zur unverzüglichen Erweiterung der Netzkapazität, kann der Anlagenbetreiber gemäß § 10 EEG Schadenersatz verlangen, sofern der Netzbetreiber die Pflichtverletzung zu vertreten hat. Die Nachweispflicht dafür, dass er die Pflichtverletzung nicht zu vertreten hat, liegt beim Netzbetreiber.

1.4 Kostentragung

- (1) Die notwendigen Kosten des Anschlusses von EEG-Anlagen an dem Netzverknüpfungspunkt nach § 5 Abs. 1 oder 2 EEG sowie der notwendigen Messeinrichtungen zur Erfassung des gelieferten und des bezogenen Stroms trägt nach § 13 Abs. 1 EEG der Anlagenbetreiber.
- (2) Weist der Netzbetreiber den Anlagen nach § 5 Abs. 3 EEG einen anderen Netzverknüpfungspunkt als den nach § 5 Abs. 1 bzw. 2 EEG bestimmten zu, hat er die daraus resultierenden Mehrkosten, z.B. Investitions-, Betriebs- und Instandhaltungskosten

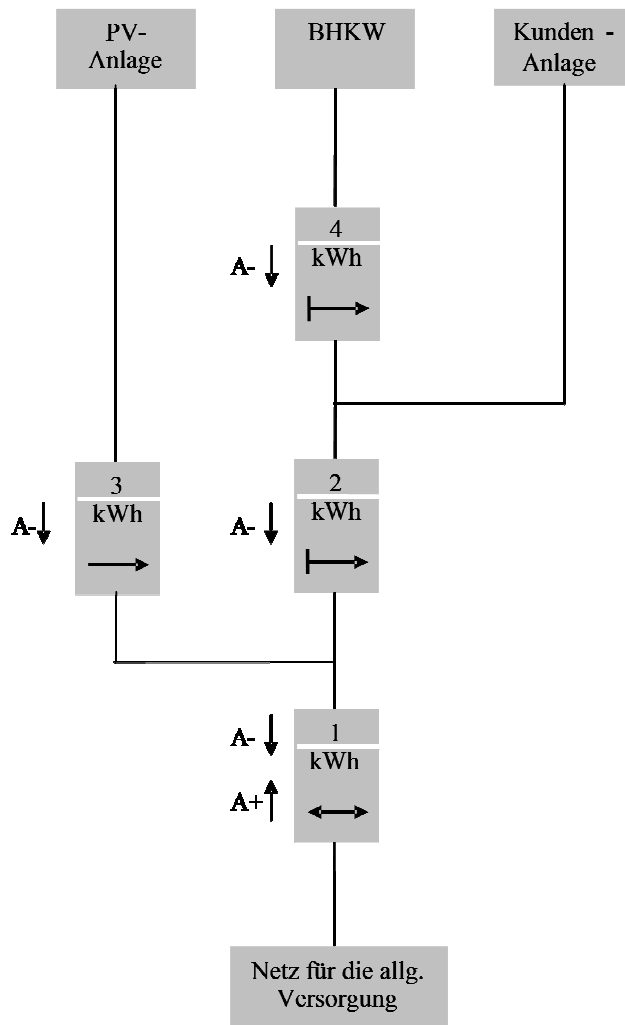
ten für eine zusätzliche bzw. verlängerte Anschlussleitung sowie daraus resultierende Leitungsverluste nach § 13 Abs. 2 EEG zu tragen.

- (3) Die Kosten für die Erweiterung der Netzkapazität trägt nach § 14 EEG der Netzbetreiber. Die Kostentragungspflicht des Netzbetreibers erstreckt sich nach § 9 Abs. 2 EEG auch auf die Erweiterung der Kapazität von im Eigentum des Netzbetreibers stehenden oder in sein Eigentum übergehenden Anschlussanlagen. Daraus ergibt sich kein Anspruch des Anlagenbetreibers auf Übernahme der Anschlussanlagen in das Eigentum des Netzbetreibers. Infolge § 4 Abs. 2 EEG sind anderslautende vertragliche Vereinbarungen mit dem Anlagenbetreiber unwirksam.
- (4) Die Kosten für die Erweiterung der Netzkapazität, die aus den gesetzlichen Verpflichtungen nach §§ 9, 14 EEG resultieren, gehen im Rahmen der Anreizregulierung bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenze im Basisjahr (§ 6 Abs. 1 der Anreizregulierungsverordnung (ARegV)) aggregiert mit anderen Kostenbestandteilen ein. Dadurch, dass Anzahl und Leistung der dezentralen Anlagen Parameter im Effizienzvergleich nach § 13 ARegV sind, wirken sich neue Einspeisestellen darüber hinaus ggf. indirekt je nach Netzbetreiber über einen erhöhten Effizienzwert monetär aus.
- (5) Innerhalb einer laufenden Regulierungsperiode können VNB die Mehrkosten durch Einbindungen von EEG-Anlagen über den Erweiterungsfaktor geltend machen (vgl. entsprechenden Leitfaden der Bundesnetzagentur vom Mai 2010 /15/). Allerdings werden die Maßnahmen nur erhöhend in der Erlösobergrenze abgebildet, wenn bestimmte Schwellwerte überschritten und die Parameter „Anzahl Einspeisepunkte“ bzw. „Leistung durch dezentrale Einspeisungen in den Umspannebenen“ erhöht werden.
- (6) Gleichfalls können für die Integration von EEG-Anlagen Investitionsbudgets gemäß § 23 Abs. 1 Nr. 2 ARegV beantragt werden. Für ÜNB ist dies regelmäßig möglich, für VNB sollen nach Ansicht der BNetzA Investitionsbudgets nur noch in den Fällen genehmigt werden, in denen der Erweiterungsfaktor nicht greift. EEG-getriebene Kostenerhöhungen werden danach bereits durch Berücksichtigung der Parameter über den Erweiterungsfaktor abgedeckt (siehe o. g. Leitfaden /15/). Bei Genehmigung der dafür notwendigen Kosten durch die zuständige Regulierungsbehörde gelten diese als dauerhaft nicht beeinflussbar gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 6 ARegV. VNB im vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV können keine Investitionsbudgets beantragen.

1.5 Betrieb von mehreren Erzeugungsanlagen an demselben Netzanschluss

- (1) An demselben Netzanschluss können grundsätzlich mehrere Erzeugungsanlagen gleichzeitig betrieben werden. Handelt es sich um gleichartige EEG-Anlagen, so ist die Messung der Strommengen und deren Zuordnung zu den einzelnen Anlagen nach § 19 Abs. 2 bzw. Abs. 3 EEG möglich (vgl. Abschnitt 2.2).
- (2) Häufig werden an einem Netzanschluss eine Anlage zur Erzeugung von Strom nach § 3 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) und eine Anlage zur Erzeugung von Strom nach § 33 EEG (Solarstromanlage) durch den Anschlussnutzer betrieben. Der in beiden Anlagen erzeugte Strom kann teilweise in das Netz des jeweiligen Netzbetreibers eingespeist und teilweise gemäß § 4 Abs. 3a KWKG bzw. § 33 Abs. 2 EEG in unmittelbarer räumlicher Nähe selbst verbraucht werden.³ Sowohl für die eingespeisten als auch für die selbst verbrauchten Strommengen kann der Anlagenbetreiber gesetzliche Zuschlags- bzw. Vergütungszahlungen in Anspruch nehmen.
- (3) Die Zuordnung der erzeugten elektrischen Arbeit zu den einzelnen Erzeugungsanlagen muss nachgewiesen werden. Nachfolgend sind der mögliche Aufbau der Mess- und Zähleinrichtungen sowie die Ermittlung der einzelnen Strommengenanteile (Netzeinspeisung und Selbstverbrauch) am Beispiel eines nach dem KWKG geförderten Blockheizkraftwerks (BHKW) und einer kleinen Photovoltaikanlage dargestellt. Da die Anordnung nur bei Photovoltaikanlagen ohne Eigenverbrauch der Anlage messtechnisch eindeutig ist, wird sie nur eingeschränkt empfohlen.

³ Die Möglichkeit zur Nutzung der „Eigenverbrauchsregelung“ ist auf Photovoltaik-Anlagen bis zu einer bestimmten installierten Leistung beschränkt, vgl. Abschnitt 5.8.3.3.



Zuordnung der erzeugten elektrischen Arbeit

KWK-Anlage (BHKW)

Gesamterzeugung: = 4 (A-)

Selbstverbrauch: = 4 (A-) – 2 (A-)

Einspeisung: = 2 (A-)

PV-Anlage

Gesamterzeugung: = 3 (A-)

Selbstverbrauch: = 3 (A-) – 1 (A-) + 2 (A-)

Einspeisung: = 1 (A-) – 2 (A-)

Abbildung 1: Aufbau von Mess-/Zähleinrichtungen und Ermittlung der Strommengen bei gleichzeitigem Betrieb von mehreren Erzeugungsanlagen an demselben Netzanschluss; speziell: KWK-Anlage (BHKW) und kleine EEG-Anlage (PV-Anlage)

→ Weitere Informationen zu rechtlichen Fragestellungen zum Netzanschluss und Netzausbau stehen für BDEW-Mitglieder in der Energie-Info „Fragen und Antworten zum EEG 2009 – Netzanschluss und Netzausbau einschließlich Einspeisemanagement“, 2. Auflage vom 28. Februar 2010 /37/ zur Verfügung.

2 Messstellenbetrieb und Messung

2.1 Allgemeines

- (1) Für EEG-Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung bis einschließlich 100 kW ist die Messung der eingespeisten elektrischen Wirkarbeit ausreichend.
- (2) Bei EEG-Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 100 kW und Inbetriebnahme ab 1. Januar 2009 besteht gemäß § 16 Abs. 6 EEG die Vergütungspflicht des Netzbetreibers nur, wenn sie über Einrichtungen im Sinne von § 6 EEG verfügen. Zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Netzbetreiber sollte ein branchenübliches Format des Datenprotokolls vereinbart werden (vgl. Abschnitt 1.2).
- (3) Für EEG-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb gegangen sind, gelten gemäß § 66 Abs. 1 Nr. 1 EEG seit 1. Januar 2011 ebenfalls die oben genannten Anforderungen.
- (4) Der Anlagenbetreiber kann nach § 7 Abs. 1 EEG den Messstellenbetrieb (Einbau, Betrieb und Wartung der Messeinrichtung) einschließlich der Messung vom Netzbetreiber oder einem fachkundigen Dritten vornehmen lassen. Ein Messstellenbetreiber gemäß § 21b Abs. 2 EnWG ist ein entsprechender „fachkundiger Dritter“. Die Kosten für den Messstellenbetrieb sowie die Kosten für die Übermittlung der Messwerte der eingespeisten Wirkarbeit an den Netzbetreiber trägt nach § 13 Abs. 1 EEG der Anlagenbetreiber. Dies gilt auch dann, wenn der Messstellenbetrieb der Messeinrichtung oder die Messung aufgrund eines entsprechenden Vertrages vom Netzbetreiber durchgeführt werden.
- (5) Bei der Einspeisung in kundeneigene Netze gemäß § 8 Abs. 2 EEG (kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe) oder gemäß § 33 Abs. 2 EEG (Eigenverbrauch von Strom aus solarer Strahlungsenergie) sind ggf. besondere Anforderungen an die Messeinrichtungen zu beachten. Siehe hierzu Abschnitte 4.2 und 5.8.3.3 bzw. 1.5.

2.2 Messung über eine gemeinsame Messeinrichtung gemäß § 19 Abs. 2 und 3 EEG

- (1) Im Regelfall erfolgt die Messung für jede EEG-Anlage separat.

- (2) Die Stromeinspeisung mehrerer EEG-Anlagen, die gleichartige erneuerbare Energien einsetzen, kann über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet werden. Die Zuordnung der eingespeisten elektrischen Arbeit zu den einzelnen Anlagen erfolgt – mit Ausnahme der Windenergie – entsprechend dem Verhältnis der installierten elektrischen Wirkleistungen dieser Anlagen. Bei Windenergie werden stattdessen die jeweiligen Referenzerträge der einzelnen Anlagen als Zuordnungskriterium herangezogen.
 - (3) Bei Inbetriebnahme einer Anlage, die gemeinsam mit einer bereits bestehenden Anlage über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet wird, ist der aktuelle Zählerstand zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der neuen Anlage abzulesen und dem Netzbetreiber mitzuteilen, damit eine ordnungsgemäße Aufteilung der Einspeisemenge auf die einzelnen Anlagen erfolgen kann.
 - (4) Wenn die Messung über eine gemeinsame Messeinrichtung erfolgt und zusätzlich Einzelmessungen an den Anlagen, die den eichrechtlichen Vorschriften entsprechen, vorhanden sind, kann der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber die detaillierte Zuordnung der gemessenen Werte zu den Einzelanlagen schriftlich mitteilen. Es wird empfohlen, dass der Netzbetreiber mit dem Anlagenbetreiber eine Vereinbarung hierüber schließt.
- Weitere Informationen zu rechtlichen Fragestellungen zur Messung bei EEG-Anlagen stehen für BDEW-Mitglieder in der Energie-Info „Fragen und Antworten zum EEG 2009 – Messung und Messeinrichtungen“, 1. Auflage vom 28. Februar 2010 /43/ zur Verfügung.

3 Einspeisemanagement

3.1 Allgemeines

- (1) Bis die nach § 9 EEG vorgeschriebenen Maßnahmen zur Erweiterung der Netzkapazität abgeschlossen sind, ist der Netzbetreiber gemäß § 11 EEG ausnahmsweise berechtigt, Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 100 kW zu regeln. Die Bestimmungen zur Installation der hierfür erforderlichen Einrichtungen ergeben sich aus § 6 Nr. 1 EEG (siehe Abschnitt 1.2). Hierbei ist zu beachten, dass die Einschränkungen der nur temporären Berechtigung des Netzbetreibers zur Regelung von Anlagen nach § 11 EEG 2009 in Fällen der Netz- oder Systeminstabilität nach §§ 13 und 14 EnWG nicht gelten (siehe Abschnitt 1.2 Absatz (2)).
- (2) Der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Notwendigkeit der Regelung nach § 11 Abs. 1 EEG liegt, ist gemäß § 12 Abs. 1 EEG verpflichtet, Anlagenbetreiber, die aufgrund von Maßnahmen nach § 11 Abs. 1 EEG Strom nicht einspeisen konnten, in einem vereinbarten Umfang zu entschädigen. Ist keine Vereinbarung getroffen, sind die entgangenen Vergütungen und Wärmeerlöse abzüglich der ersparten Aufwendungen zu leisten. Der Anlagenbetreiber hat die entgangene Einspeisevergütung geltend zu machen und nachzuweisen.
- (3) Gemäß § 12 Abs. 2 EEG kann der Netzbetreiber die Kosten gemäß § 12 Abs. 1 EEG bei der Kostenprüfung zur Ermittlung der Erlösobergrenze in Ansatz bringen, soweit die Maßnahme erforderlich war und er sie nicht zu vertreten hat. Der Netzbetreiber hat sie insbesondere zu vertreten, soweit er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat. Nach § 12 Abs. 3 EEG bleiben Schadenersatzansprüche vom Anlagenbetreiber gegen den Netzbetreiber unberührt.
- (4) Entsprechend § 9 Abs. 1 Satz 2 und 3 EEG besteht für den Netzbetreiber die Pflicht, den Anlagenbetreiber unverzüglich zu unterrichten, sobald die Gefahr der Regelung nach § 11 Abs. 1 Satz 1 EEG besteht; dabei sind der zu erwartende Zeitpunkt, der Umfang und die Dauer der Regelung mitzuteilen. Die Informationen veröffentlicht der Netzbetreiber auf seiner Internetseite und bezeichnet dabei die betroffene Netzregion und den Grund der Gefahr.

3.2 Technische Umsetzung Anlagenbetreiber / Netzbetreiber

- (1) Bereits im EEG 2004 bestand gemäß § 4 Abs. 3 EEG 2004 in Netzen, die vollständig durch Strom aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas ausgelastet waren, die Verpflichtung des Anlagenbetreibers, seine Anlage mit einer technischen Einrichtung zur Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung auszustatten. Hieraus resultieren mehrere derzeit angewandte technische Möglichkeiten der Umsetzung. Die Anwendung dieser Regelung beschränkte sich bisher in der Regel auf Netzengpässe im Bereich von Hoch- und Höchstspannungsnetzen durch die massive Rückspeisung von regenerativen Energien zum vorgelagerten VNB bzw. ÜNB.
- (2) Nach § 6 Nr. 1 EEG 2009 sind Anlagenbetreiber nun verpflichtet, EEG-Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 100 kW mit einer technischen oder betrieblichen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung und zur Abrufung der jeweiligen Ist-Einspeisung auszustatten, auf die der Netzbetreiber zugreifen darf (vgl. Abschnitt 1.2).
- (3) Bei der technischen Einrichtung handelt es sich um eine Einrichtung, die die Steuerbefehle des Netzbetreibers empfangen kann, und um eine nachfolgende, durch Anlagenbetreiber umzusetzende Steuerung zur Verarbeitung der Steuerbefehle.
- (4) Die möglichen Ausprägungen einer betrieblichen Einrichtung werden in der Empfehlung 2010/5 der Clearingstelle EEG dargestellt, siehe /19/ sowie die diesbezüglichen Praxishinweise des BDEW in /47/.
- (5) Die Kosten für die technischen bzw. betrieblichen Einrichtungen sind durch den Anlagenbetreiber zu tragen; die Einrichtungen verbleiben in seinem Eigentum. Er ist für den ordnungsgemäßen Betrieb und die Funktion der Einrichtungen verantwortlich.
- (6) Wie die Umsetzung der vom Netzbetreiber empfangenen Steuersignale in der jeweiligen Erzeugungsanlage erfolgt, ist unter Beachtung der technischen Mindestvorgaben des Netzbetreibers (§ 19 Abs. 1 EnWG) ausschließliche Sache des Anlagenbetreibers, da die notwendige Steuerung von der Netzsituation des Netzbetreibers sowie die Steuerfähigkeit vom Typ der eingesetzten Anlage stark abhängt.
- (7) Folgende Stufenregelung hat sich bisher in der Praxis bewährt:
 1. keine Reduzierung => entspricht dem Freigabesignal zur Einspeisung der Gesamtnennleistung der Erzeugungsanlage.
 2. Begrenzung der zulässigen Einspeisung auf maximal 60 % bezogen auf die Gesamtnennleistung der Erzeugungsanlage.

3. Begrenzung der zulässigen Einspeisung auf maximal 30 % bezogen auf die Gesamtnennleistung der Erzeugungsanlage.
 4. Reduzierung auf 0 % bezogen auf die Gesamtnennleistung der Erzeugungsanlage (ohne Netztrennung).
 5. NOT-AUS $\Rightarrow$ Ausschaltung, die zur Netztrennung der Erzeugungsanlage führt.
- (8) Während des Einspeisemanagements können mehrere Stufen aufgerufen werden. Ebenso ist die Reihenfolge nach Aufruf der ersten Stufe zur Begrenzung der zulässigen Einspeisung der Leistung variierbar. Das Einspeisemanagement wird mit Aufruf der 100 %-Stufe wieder aufgehoben.
- (9) Gemäß § 7 Abs. 2 EEG müssen die Ausführung des Anschlusses und die übrigen für die Sicherheit des Netzes notwendigen Einrichtungen den im Einzelfall notwendigen technischen Anforderungen des Netzbetreibers und des § 49 EnWG entsprechen. Hieraus abgeleitet sollte der Netzbetreiber zur einheitlichen Umsetzung in Form von Technischen Anschlussbedingungen (Werknormen, Richtlinien) eine ordnungsgemäße Beschreibung der technischen Einrichtung zum Empfang der vom Netzbetreiber vorgegebenen Steuerbefehle (Regelstufen) festlegen.
- (10) Über die technische Umsetzung des Steuersystems entscheidet der Netzbetreiber in Abhängigkeit von den jeweiligen Bedingungen. Da eine Steuerung auch für Anlagen kleiner Leistung (> 100 kW) vorgeschrieben ist, empfehlen sich bewährte kostengünstige Lösungen wie die Europäische Funkrundsteuerung (EFR) oder die Tonfrequenz-Rundsteuerung. Für große Anlagen sind aber auch konventionelle Fernwirkanlagen eine Option. Der BDEW hat hierzu gemeinsam mit dem Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) eine Empfehlung zur Wahl technischer Einrichtungen nach § 6 EEG /54/ erstellt, die auf der BDEW-Internetseite zum Download bereitsteht.
- (11) Beim Einsatz von EFR, Tonfrequenz-Rundsteuerung, Fernwirktechnik oder anderer Medien ergeben sich zwangsläufig auch beim Netzbetreiber Kosten für die Implementierung der Fernsteuerung der Anlagen über die Netzleitstelle. Dies sind z. B. Aufwendungen für Leitsystemerweiterungen, Software und Hardware, Einbindung neuer Fernwirkanlagen ins Leitsystem, für Betrieb und Lizenzen sowie für die Absendung der Befehle über Langwelle. Diese notwendigen Kosten sollten gemäß den Bestimmungen der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) bzw. der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) im Rahmen der Kostenprüfung zur Ermittlung der Erlös-

obergrenze als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten nach § 11 Abs. 2 Nr. 1 ARegV beantragt werden.

3.3 Dokumentation von Einsätzen

- (1) Gemäß § 11 Abs. 3 EEG ist der Netzbetreiber verpflichtet, auf Anfrage denjenigen Anlagenbetreibern, deren Anlagen von Einspeisemanagementmaßnahmen betroffen waren, innerhalb von vier Wochen Nachweise über die Erforderlichkeit der Maßnahme vorzulegen. Die Dokumentation von Einsätzen kann analog den bisherigen Meldungen von Netzbetreibern erfolgen, die schon unter dem EEG 2004 ein so genanntes Erzeugungsmanagement oder Netzsicherheitsmanagement praktizierten.
- (2) Die Einsätze sollten unverzüglich auf der Internetseite des betroffenen Netzbetreibers veröffentlicht werden, z.B. in Form einer fortlaufenden Tabelle.
- (3) Insbesondere sind gemäß § 11 Abs. 3 Satz 2 EEG die nach § 11 Abs. 1 Nr. 3 EEG erhobenen Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion vorzulegen. Dies sollte in Form einer zeitlichen Darstellung des Strom-/Lastflusses, der die Reduzierung/ Abschaltung der EEG-Anlage erforderte, erfolgen.
- (4) Darüber hinaus sollte die Veröffentlichung folgende Informationen umfassen:
 - Grund des Aufrufes (Gründe für die Anpassung bzw. für die Maßnahme),
 - Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Notwendigkeit der Regelung nach § 11 Abs. 1 EEG liegt,
 - Beginn und Ende des Aufrufes unter Benennung der reduzierten Leistung,
 - Benennung des betroffenen Netzbereiches.
- (5) Um der Unterrichtungspflicht gemäß § 9 Abs. 1 Satz 2 und 3 EEG nachzukommen, sind mindestens die wegen Netzauslastung bedrohten Netzbereiche sowie die Gründe, die zum Netzengpass führen können, im Internet zu veröffentlichen.

3.4 Ermittlung der Entschädigungszahlungen gemäß § 12 EEG

- (1) Die Entschädigungspflicht besteht nur gegenüber EEG-Anlagenbetreibern, die Anlagen mit einer Leistung über 100 kW betreiben und aufgrund einer Maßnahme nach § 11 Abs. 1 EEG Strom nicht einspeisen konnten.

- (2) Nicht unter die Entschädigungspflicht gemäß § 12 EEG fallen Einnahmenausfälle der Anlagenbetreiber durch Maßnahmen im Rahmen der Systemverantwortung nach §§ 13, 14 EnWG.
- (3) Zur Geltendmachung von Ansprüchen auf Entschädigungszahlungen nach § 12 Abs. 1 EEG muss der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber den Nachweis erbringen, dass er aufgrund der nachweislich erfolgten Regelung der Einspeiseleistung der Anlagen weniger Strom eingespeist oder Wärme abgesetzt hat, als ohne diese Regelung möglich gewesen wäre, und ihm dadurch ein finanzieller Nachteil entstanden ist.
- (4) Die Verpflichtung, den Anlagenbetreiber nach § 12 Abs. 1 EEG zu entschädigen, obliegt demjenigen Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Notwendigkeit der Regelung nach § 11 Abs. 1 EEG lag. Es besteht keine gesamtschuldnerische Haftung des Netzbetreibers, in dessen Netz die Einspeiseanlage des Anlagenbetreibers angeschlossen ist, und des Netzbetreibers, in dessen Netz die Ursache für die Notwendigkeit der Regelung nach § 11 Abs. 1 EEG lag.
- (5) Die Ermittlung der Entschädigungszahlung muss sowohl durch die Anlagenbetreiber praktisch umsetzbar als auch durch den Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Notwendigkeit der Regelung nach § 11 Abs. 1 EEG lag, sowie einen fachkundigen Dritten, insbesondere die zuständige Regulierungsbehörde, nachvollziehbar sein.
- (6) Grundsätzlich sind – unabhängig von der Art der Anlage – für die Ermittlung der Ausfallarbeit die tatsächlichen Werte der Stromabgabe in das Netz des Netzbetreibers vor, während und nach der Regelung heranzuziehen. Eine Ausnahme wäre, wenn das Angebot an Primärenergie, beispielsweise das fehlende Windangebot, die Einhaltung des Stufenwertes nicht ermöglicht.
- (7) Basis sind die Leistungsmittelwerte der Registrierperiode der für die Erfassung des durch die Anlage eingespeisten Stroms installierten und abrechnungsrelevanten Zähleinrichtung. Dabei sind in Übereinstimmung mit der energiewirtschaftlichen Praxis viertelstundenscharfe Leistungsmittelwerte ausreichend.
- (8) Die Berechnung der Ausfallarbeit erfolgt für den Zeitraum der aufgerufenen Stufen des Einspeisemanagements.
- (9) Voraussetzung für die Berechnung der Ausfallarbeit ist, dass der vom Netzbetreiber vorgegebene Prozentsatz vom Anlagenbetreiber während der aufgerufenen Stufe des Einspeisemanagements eingehalten wird. Für den Fall, dass der Anlagenbetreiber eine geringere Reduzierung der Einspeiseleistung vornimmt als vom Netzbetrei-

ber vorgegeben, ist unbeschadet etwaiger Schadensersatzpflichten des Anlagenbetreibers (z. B. weil aufgrund eines Verstoßes gegen die Anordnung der Reduzierung Dritte in ihrer Einspeisung beeinträchtigt wurden) nur die geringere Ausfallarbeit zu entschädigen. Für den Fall, dass der Anlagenbetreiber eine höhere Reduzierung der Einspeiseleistung vornimmt als vom Netzbetreiber vorgegeben, besteht der Anspruch auf Entschädigung nur in dem Umfang, der der vom Netzbetreiber vorgegebenen Reduzierung entspricht.

- (10) Bei Aufruf mehrerer Stufen erfolgt die Berechnung der Ausfallarbeit für jede Stufe. Die Summe der anteiligen Ausfallarbeiten der Stufen ergibt die für die Berechnung der Entschädigungszahlung der Anlage anzusetzende Ausfallarbeit.
- (11) Bei Abrechnung mehrerer Anlagen über eine gemeinsame Zähleinrichtung nach § 19 Abs. 2 und 3 EEG (vgl. Abschnitt 2.2) ist für jede Anlage die Ausfallarbeit zu berechnen, sofern diese Anlagen nach unterschiedlichen Vergütungssätzen abgerechnet werden oder die 1/4-Stunden-Leistungsmessung einzelner Anlagen vor und nach dem Einspeisemanagement unterschiedliche Werte erfasste.
- (12) Zur Gleichbehandlung der Anlagenbetreiber, gegenüber denen eine Entschädigungspflicht besteht, kann es sich empfehlen, dass der Netzbetreiber auf der Grundlage der vorgenannten Grundsätze zunächst in Form einer Richtlinie Mindestanforderungen zur Umsetzung des § 12 EEG festlegt und im Internet veröffentlicht. Etwaige Anforderungen der zuständigen Regulierungsbehörde hat der Netzbetreiber zu beachten.
- (13) Welches Verfahren zur Ermittlung der Entschädigungszahlungen Anwendung findet, damit die Kosten bei der Ermittlung der Erlösobergrenze angesetzt werden können, ist noch nicht abschließend mit den Regulierungsbehörden geklärt. Der BDEW ist hierzu mit der BNetzA im Gespräch und hat gemeinsam mit weiteren betroffenen Verbänden, insbesondere Vertretern der Erneuerbaren-Energien-Verbände, einen gemeinsamen Umsetzungsvorschlag erarbeitet und der BNetzA vorgelegt. Die BNetzA hat einen Leitfaden mit Versionsnummer 1.0 (Datum 29. März 2011) im Internet veröffentlicht⁴. Bis zur Klärung der noch offenen Punkte mit der BNetzA ergibt sich ein finanzielles Risiko für die Netzbetreiber daraus, dass ungewiss ist, inwieweit die

4

Link:

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/LeitfadenEEGEinspeisemanagement_Basepage.html?nn=135464

gemäß § 12 EEG für nicht eingespeiste Strommengen geleisteten Entschädigungszahlungen bei der Ermittlung der Erlösobergrenze anerkannt werden.

4 Abnahme und Übertragung

4.1 Allgemeine Bestimmungen

- (1) Nach § 8 Abs. 1 EEG sind Netzbetreiber verpflichtet, Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen. Eine Ausnahme besteht bei drohender Netzüberlastung; siehe hierzu die Erläuterungen zum Einspeisemanagement in Kapitel 3.
- (2) Die Pflicht zur vorrangigen Abnahme, Übertragung und Verteilung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas besteht auch dann, wenn der betreffende Strom nicht nach den Regelungen des EEG vergütet wird (z. B. bei Direktvermarktung nach § 17 EEG oder Anlagen nach § 2 Abs. 2 EEG 2000 und § 2 Abs. 2 EEG 2004).
- (3) Bei der Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas in das Netz für die allgemeine Versorgung gelten nach § 7 Abs. 3 EEG die Haftungsregelungen des § 18 Abs. 2 der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) analog zugunsten der Anlagenbetreiber.

4.2 Einspeisung in das Netz des Anlagenbetreibers bzw. Dritter gemäß § 8 Abs. 2 EEG

- (1) Die Verpflichtung des Netzbetreibers zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas besteht gemäß § 8 Abs. 2 EEG auch dann, wenn die Anlage an das Netz des Anlagenbetreibers oder eines Dritten, der nicht Netzbetreiber der allgemeinen Versorgung ist (kundeneigenes Unterverteilungsnetz), angeschlossen ist und der Strom in das Netz für die allgemeine Versorgung weitergeleitet wird (kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe).
- (2) Für die Durchführung einer Einspeisung nach § 8 Abs. 2 EEG muss – neben einer Messeinrichtung zur Erfassung der Stromerzeugung der EEG-Anlage – an der Verknüpfungsstelle zwischen dem kundeneigenen Unterverteilungsnetz und dem Netz für die allgemeine Versorgung zusätzlich zur Messeinrichtung für den Strombezug auch eine Messeinrichtung für die Rücklieferung installiert werden (siehe Abbildung 2).

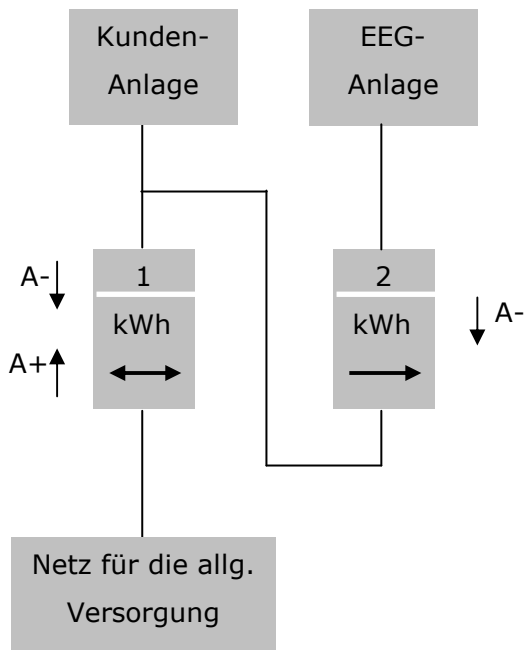


Abbildung 2: Messaufbau bei kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe

- (3) Die Einspeisung von EEG-Strom in das kundeneigene Unterverteilungsnetz wird so behandelt, als ob die Einspeisung direkt in ein Netz für die allgemeine Versorgung erfolgen würde.
- (4) Da es sich bei der Einspeisung nach § 8 Abs. 2 EEG um eine fiktive Einspeisung handelt, weil der betreffende Strom zum Teil gar nicht physikalisch in das Netz für die allgemeine Versorgung eingespeist werden kann, muss das bezugsseitige Messergebnis an der Übergabestelle zwischen dem kundeneigenen Unterverteilungsnetz und dem Netz für die allgemeine Versorgung rechnerisch korrigiert werden. Hierfür muss derjenige Teil der Stromerzeugung der EEG-Anlage, der im kundeneigenen Unterverteilungsnetz verbleibt, auf die an der Übergabestelle messtechnisch festgestellte Strombezugsmenge aufgeschlagen werden. Der fiktiven Einspeisung muss folglich ein fiktiver Strombezug gegenüber gestellt werden.

$$\text{Abrechnungs- und bilanzierungsrelevanter Strombezug} = (A1+) + (A2-) - (A1-)$$

- (5) Im Rahmen der kaufmännisch-bilanziellen Weitergabe sollte eine vertragliche Vereinbarung über die Art und Weise der Korrektur der Netznutzung zwischen dem Betreiber des kundeneigenen Unterverteilungsnetzes und dem Netzbetreiber abgeschlossen werden.

- (6) Für die Abnahme von Strom nach § 8 Abs. 2 EEG und die Vergütung dieses Stroms nach § 16 Abs. 1 EEG sollten das Zählverfahren an der Übergabestelle zwischen dem kundeneigenen Unterverteilungsnetz und dem Netz für die allgemeine Versorgung sowie das Zählverfahren an der EEG-Anlage gleichartig sein (vgl. /34/, Seite 4). Unterscheiden sich die Zählverfahren voneinander, ist die Ermittlung des abrechnungs- und bilanzierungsrelevanten Strombezuges des kundeneigenen Unterverteilungsnetzes nur mit erhöhtem Aufwand möglich.
- (7) Zum gemeinsamen Betrieb von KWK-G- und EEG-Anlagen an einem Netzanschluss siehe auch Abschnitt 1.5.

5 Vergütung

Die Vergütungsvorschriften des EEG 2009 gelten grundsätzlich nur für Anlagen, die ab dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen werden. Für Anlagen, die vor diesem Datum in Betrieb genommen wurden, gelten die Bestimmungen des EEG 2004 bzw. des EEG 2000 grundsätzlich weiter, allerdings mit einigen Ergänzungen. Diese werden für die einzelnen Energieträger im jeweiligen Abschnitt dargestellt. Zum gemeinsamen Betrieb von KWK-G- und EEG-Anlagen an einem Netzanschluss siehe auch Abschnitt 1.5.

5.1 Allgemeine Vorschriften

5.1.1 Allgemeine Hinweise zur Vergütungspflicht

- (1) Auch nach dem EEG 2009 ist der Netzbetreiber, an dessen Netz die EEG-Anlage unmittelbar oder mittelbar angeschlossen ist, zur Zahlung der gesetzlich festgelegten Mindestvergütungen für die eingespeisten Strommengen verpflichtet. Bei mittelbarem Anschluss der EEG-Anlage an das Netz des Netzbetreibers erfolgt die Stromlieferung durch kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe nach § 8 Abs. 2 EEG (siehe Abschnitt 4.2).
- (2) Eine Ausnahme von der Vergütungspflicht besteht z. B. für Strommengen, die vom Anlagenbetreiber oder einem Dritten direkt vermarktet werden; siehe hierzu Kapitel 6. Die Verpflichtung zur Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms besteht allerdings auch für diese Strommengen (vgl. Abschnitt 4.1).
- (3) Die Vergütungspflicht besteht gemäß § 16 Abs. 6 EEG erst dann, wenn die EEG-Anlagen die Voraussetzungen nach § 6 EEG erfüllen. Diese umfassen bei EEG-Anlagen ab einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 100 kW die Einrichtungen zur ferngesteuerten Einspeisereduzierung und zur Abrufung der jeweiligen Ist-Einspeisung, auf die der Netzbetreiber zugreifen darf. Photovoltaikanlagen sind von dieser Regelung aufgrund des Anlagenbegriffs nach § 3 Nr. 1 EEG nicht berührt (vgl. Abschnitt 1.2).
- (4) Windenergieanlagen müssen darüber hinaus am Verknüpfungspunkt einzeln oder gemeinsam mit anderen Anlagen die Anforderungen der Verordnung nach § 64 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG (Systemdienstleistungsverordnung – SDLWindV – vom

3. Juli 2009 in der Fassung vom 13. April 2011) erfüllen (vgl. Abschnitte 5.6.1 und 5.6.3).
- (5) Wie bei der vorherigen Regelung (§ 12 Abs. 4 EEG 2004) gilt auch nach EEG 2009 ein bedingtes Aufrechnungsverbot. Danach dürfen Netzbetreiber EEG-Vergütungsansprüche von Anlagenbetreibern nicht mit einer eigenen Forderung aufrechnen, es sei denn, die Forderung ist unbestritten oder rechtskräftig festgestellt (§ 22 Abs. 1 EEG).
 - (6) Umgekehrt ist der Anlagenbetreiber nach § 22 Abs. 2 EEG befugt, mit eigenen Ansprüchen (z. B. Vergütungsansprüchen) gegen Ansprüche des Netzbetreibers aus der NAV (z. B. für Kosten der Erstellung einer Hausanschlussleitung nach § 9 NAV) aufzurechnen, da das Aufrechnungsverbot des Anlagenbetreibers nach § 23 Abs. 3 NAV für den Anlagenbetreiber nach § 22 Abs. 2 EEG nicht gilt.
 - (7) Wie bereits nach dem EEG 2004 dürfen Netzbetreiber die Erfüllung ihrer Vergütungsverpflichtungen aus dem EEG gegenüber Anlagenbetreibern nicht vom Abschluss eines Stromeinspeisevertrags o. ä. abhängig machen (§ 4 Abs. 1 EEG).

5.1.2 Eintragung im Anlagenregister bzw. Meldung an die Bundesnetzagentur

- (1) Nach Einrichtung eines Anlagenregisters gemäß § 64 Abs. 1 Satz 1 Nr. 9 EEG durch eine Verordnung der Bundesregierung besteht die Verpflichtung zur Vergütung des Stroms nur, wenn der Anlagenbetreiber die Eintragung der Anlage in das Anlagenregister beantragt hat (§ 16 Abs. 2 Satz 1 EEG). Derzeit ist noch keine entsprechende Verordnung erlassen worden.
- (2) Für Anlagen, die flüssige Biomasse einsetzen, ist eine Registrierungspflicht in der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung vorgeschrieben (vgl. Abschnitt 5.4.1.1).
- (3) Für Strom aus Anlagen nach §§ 32 und 33 EEG (Solare Strahlungsenergie), die ab dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen werden, besteht die Vergütungspflicht nur, wenn deren Betreiber den Standort und die Leistung der Anlage der Bundesnetzagentur gemeldet hat (siehe Abschnitt 5.8.3).

5.1.3 Bestimmung der Mindestvergütung

- (1) Wie schon beim EEG 2004 richtet sich die Höhe der Mindestvergütungen auch beim EEG 2009 nach der Energieart, dem Inbetriebnahmejahr, der Leistung der Anlage

sowie weiteren Kriterien (z.B. der Verwendung bestimmter Einsatzstoffe). Die wichtigsten Grundsätze sind nachfolgend aufgeführt. Die Einzelregelungen für die verschiedenen Energiearten werden in den Abschnitten 5.2 bis 5.8 dargestellt.

- (2) Aus der Vielzahl der Kombinationsmöglichkeiten der vergütungsrelevanten Kriterien wurde eine EEG-Vergütungskategorientabelle erstellt. Diese wurde durch die Übertragungsnetzbetreiber auf deren gemeinsamer Internetseite www.eeg-kwk.net veröffentlicht. Die Bezeichnungen der EEG-Vergütungskategorien sind auch Grundlage der Meldungen von Verteilnetzbetreibern an die Übertragungsnetzbetreiber sowie an die BNetzA (vgl. Kapitel 8). Der Aufbau der Kategorienbezeichnungen wird in Anhang 3 zu dieser Umsetzungshilfe erläutert.

5.1.4 Inbetriebnahme, Vergütungsbeginn und -dauer

- (1) Die Höhe des Vergütungsanspruchs nach dem EEG richtet sich gemäß § 20 Abs. 1 EEG nach dem Jahr der Inbetriebnahme der Anlage i.S.v. § 3 Nr. 1 und 5 EEG. Der Beginn des gesetzlichen Förderzeitraums für ab 2009 in Betrieb genommene Anlagen (Neuanlagen) richtet sich gemäß § 21 Abs. 2 EEG nach der erstmaligen Inbetriebnahme des Generators. Die Förderdauer beträgt nach § 21 Abs. 2 EEG grundsätzlich 20 Kalenderjahre (Ausnahmen: andere Förderdauer gemäß § 21 Abs. 2 Satz 2 und 3 EEG: bestimmte Wasserkraftanlagen, siehe Abschnitt 5.2; Rückverlagerung des Vergütungszeitraums bei vorheriger Inbetriebnahme des Generators, vgl. unten Abschnitt (3)). Der Einbau eines neueren Generators sowie der Austausch sonstiger technischer oder baulicher Teile der Anlage nach § 21 Abs. 3 EEG führt nicht zu einem Neubeginn oder einer Verlängerung der Vergütungsdauer und damit auch nicht zu einer dadurch mglw. bedingten Veränderung des Vergütungs- oder Bonussatzes, soweit sich aus den Vergütungsvorschriften zu den einzelnen Energieträgern nichts anderes ergibt (vgl. auch unten Abschnitt (7)). Für vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommene Anlagen (Bestandsanlagen) gelten nach § 66 Abs. 1 EEG die bisherigen Vergütungssätze grundsätzlich fort, es sei denn, § 66 Abs. 1 EEG sieht für diese Anlagen ab dem 1. Januar 2009 geänderte Vergütungs- oder Bonussätze vor, oder geänderte Definitionen des EEG 2009 sind auf diese Anlagen anwendbar (z.B. Inbetriebnahme nach § 3 Nr. 5 EEG 2009 oder der vergütungsseitige Anlagenbegriff nach § 19 Abs. 1 EEG 2009).
- (2) Der Vergütungsanspruch beginnt gemäß § 21 Abs. 1 EEG mit dem Zeitpunkt des erstmaligen ausschließlichen Betriebs des jeweiligen Generators mit Erneuerbaren

Energien oder Grubengas. Abbildung 3 stellt den Fall der Inbetriebnahme einer neuen EEG-Anlage mit neuem Generator in 2009 dar.

- (3) Gegenüber dem EEG 2004 wurde die Definition des Inbetriebnahmebegriffs präzisiert. Nach § 3 Nr. 5 EEG 2009 ist die „Inbetriebnahme“ nun „die erstmalige Inbetriebsetzung der Anlage nach Herstellung ihrer technischen Betriebsbereitschaft, unabhängig davon, ob der Generator der Anlage mit Erneuerbaren Energien, Grubengas oder sonstigen Energieträgern in Betrieb gesetzt wurde“. Voraussetzung für die Inbetriebnahme sind somit die technische Betriebsbereitschaft der Anlage und die Inbetriebsetzung der Anlage.
- (4) Die Inbetriebsetzung ist dann erfolgt, wenn tatsächlich Strom in der Anlage erzeugt worden ist und der Strom nachweislich an eine externe Stromverbrauchseinrichtung abgegeben worden ist. In der Regel erfolgt die Inbetriebsetzung durch Netzeinspeisung. In diesem Fall ist Voraussetzung für die Inbetriebnahme zudem, dass die technischen Vorgaben des § 6 EEG 2009, ggf. auch i. V. mit der SDLWindV, die technischen Anforderungen bzw. Anschlussbedingungen des Netzbetreibers und die Anforderungen nach den anerkannten Regeln der Technik (§ 49 EnWG) eingehalten werden. Alternativ kann die Inbetriebsetzung unabhängig von einer Netzeinspeisung erfolgen, wenn z. B. die Netzanschlussleitung nicht rechtzeitig errichtet werden konnte. Der Abnahme- und Vergütungsanspruch besteht jedoch erst ab dem Zeitpunkt der Netzeinspeisung. Für weitere Informationen siehe BDEW-Energie-Info „Inbetriebnahme von EEG-Anlagen über einen Jahreswechsel“ vom 28. Februar 2010 /46/.
- (5) Mit dem Inbetriebnahmebegriff des EEG 2009 ist zum einen klargestellt, dass für die Vergütungseinstufung von Anlagen, die vor dem Betrieb mit Erneuerbaren Energien bereits mit anderen (in der Regel fossilen) Energieträgern betrieben wurden, ein-satzstoffunabhängig das Jahr der erstmaligen Inbetriebnahme der Anlage i.S.v. § 3 Nr. 1 EEG maßgeblich ist. Lag die erstmalige Inbetriebnahme der Anlage i.S.v. § 3 Nr. 1 EEG vor dem Jahr 2000, so gilt das Jahr 2000 nach § 9 Abs. 1 Satz 2 EEG 2000 i.V. mit § 21 Abs. 1 EEG 2004 und § 66 Abs. 1 EEG 2009 als Inbetriebnahme-jahr (siehe Abbildung 4).
- (6) Zum anderen wird ausdrücklich an die erstmalige Inbetriebnahme des Generators angeknüpft. Ein Generator ist „jede technische Einrichtung, die mechanische, chemische, thermische oder elektromagnetische Energie direkt in elektrische Energie umwandelt“ (§ 3 Nr. 4 EEG).
- (7) Bei einem Wechsel des Generators in einer bereits in Betrieb befindlichen Anlage sind zwei Fälle zu unterscheiden:

- Der Einbau eines neuen Generators in eine bestehende Anlage führt nicht zu einem Neubeginn des Förderzeitraums und somit einer Verlängerung der EEG-Vergütungsdauer für etwaige bereits vorhandene weitere Generatoren, soweit sich aus den Vergütungsvorschriften zu den einzelnen Energieträgern nichts anderes ergibt (§ 21 Abs. 3 EEG, siehe Abbildung 5).
- Welche EEG-Vergütungshöhe und -dauer für Anlagen gilt, deren ursprünglich verwendeter Generator durch einen älteren Generator ersetzt wird, ist derzeit strittig und wird Gegenstand mindestens zweier Verfahren bei der Clearingstelle EEG sein.

Für neu zugebaute Generatoren, die nicht zu einer bereits bestehenden Anlage nach § 3 Nr. 1 EEG 2009 gehören, ist der Förderzeitraum gesondert nach deren erstmaliger Inbetriebnahme zu bestimmen. Auch der Austausch sonstiger technischer oder baulicher Teile führt nicht zu einer Verlängerung der ursprünglichen Förderdauer, soweit sich aus den Vergütungsvorschriften zu den einzelnen Energiearten nichts anderes ergibt. Auch ein Standortwechsel einer Anlage führt nicht zu einer Neuinbetriebnahme und/oder einem Neubeginn des Förderzeitraums.

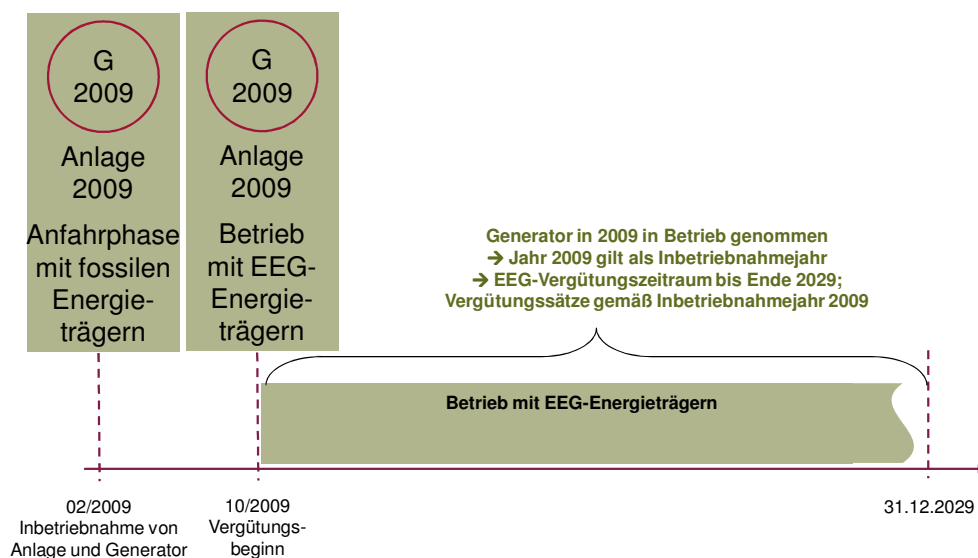


Abbildung 3: Inbetriebnahmebegriff, Vergütungshöhe und -dauer bei Inbetriebnahme einer EEG-Anlage (hier: Inbetriebnahme in 2009) unter Berücksichtigung einer Anfahrphase

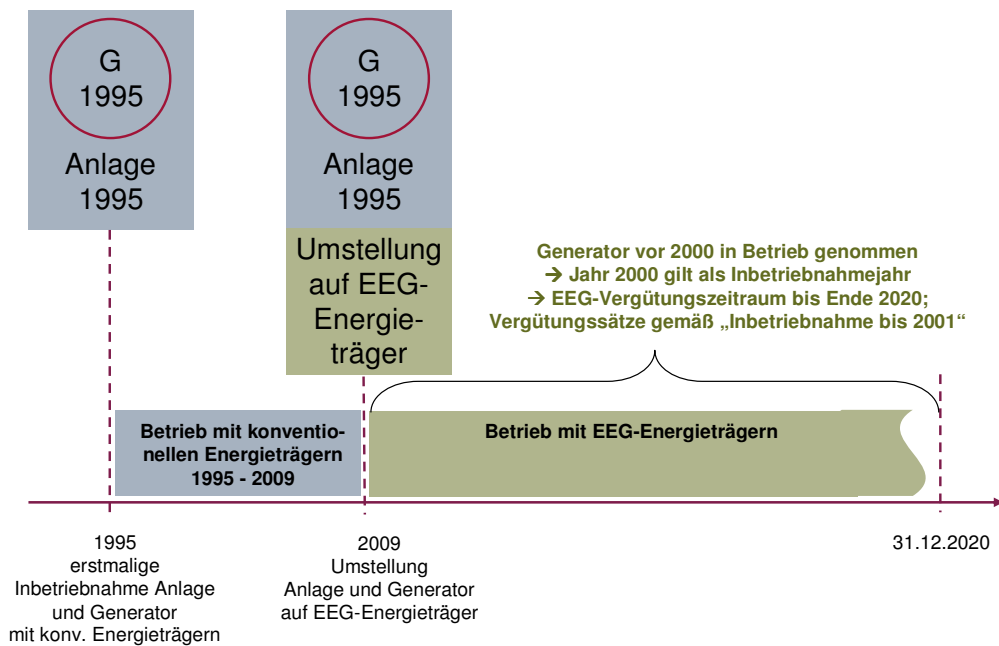


Abbildung 4: Inbetriebnahmebegriff, Vergütungshöhe und -dauer bei Umstellung von Betrieb mit konventionellen Energieträgern auf Betrieb mit EEG-Energieträgern

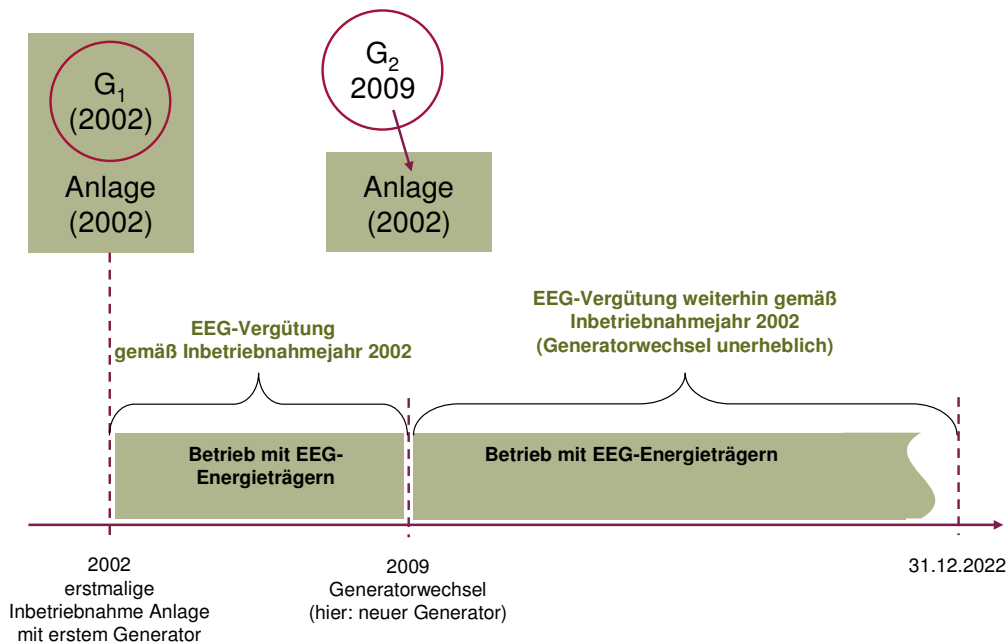


Abbildung 5: Inbetriebnahmebegriff, Vergütungshöhe und -dauer bei Wechsel des Generators in bestehender EEG-Anlage; hier: Einbau eines neuen Generators

5.1.5 Vergütungszonung

- (1) Weiterhin werden die Vergütungen der eingespeisten Wirkarbeit in der Regel in Abhängigkeit von unterschiedlichen Leistungszonen berechnet (§ 18 EEG). Ausnahmen hierzu bestehen für Strom aus Solarer Strahlungsenergie, wenn die Anlagen nicht an oder auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden angebracht sind, sowie für Strom aus Windenergieanlagen.
- (2) Für die Ermittlung der Vergütung für Strom aus Wasserkraft-, Deponiegas-, Klärgas-, Grubengas-, Biomasse- und Geothermieranlagen ist das Verhältnis zwischen den im jeweiligen Paragraphen zur Abgrenzung der Leistungszonen festgelegten Leistungsschwellenwerten und der durchschnittlichen Jahreswirkleistung (sogenannte Bemessungsleistung P_B) von Bedeutung. Diese bestimmt sich als Quotient aus der Summe der im jeweiligen Kalenderjahr nach § 8 EEG abgenommenen Kilowattstunden und der Summe der vollen Zeitstunden des jeweiligen Kalenderjahres abzüglich der vollen Stunden vor der erstmaligen Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien durch die Anlage und nach endgültiger Stilllegung der Anlage. Sie kann folglich in verschiedenen Jahren unterschiedlich hoch ausfallen.

Die Bemessungsleistung $P_{B,i}$ einer Anlage wird für das Kalenderjahr i demnach wie folgt bestimmt:

$$P_{B,i} = \frac{W_i}{n_i - n_{i, \text{vor EEG Erzeugung}} - n_{i, \text{nach Stilllegung}}}$$

mit

n_i = Anzahl der Stunden im Kalenderjahr i (8.760 bzw. 8.784 im Schaltjahr)

$n_{i, \text{vor EEG Erzeugung}}$ = Anzahl der Stunden im Kalenderjahr i vom Jahresbeginn bis zur erstmaligen Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien

$n_{i, \text{nach Stilllegung}}$ = Anzahl der Stunden im Kalenderjahr i von der endgültigen Stilllegung bis zum Ende des Kalenderjahres

W_i = Die von der Anlage erzeugte und vom Netzbetreiber abgenommene Wirkarbeit nach EEG im Kalenderjahr i

- (3) Bei Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Solarer Strahlungsenergie, die an oder auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden angebracht sind, erfolgt die Aufteilung der eingespeisten Strommengen auf die durch die Schwellenwerte 30 kW, 100 kW und

1 MW abgegrenzten Vergütungszonen nicht anhand der Bemessungsleistung, sondern mittels der installierten Leistung in kW. Bei Photovoltaik-Anlagen ist hierbei die elektrische Wirkleistung in kWp der Module anzusetzen und nicht die Leistung des Wechselrichters.

- (4) Bei Anlagen, deren Stromerzeugung nicht nur verschiedenen Leistungszonen zugeordnet wird, sondern bei deren Vergütungsermittlung auch zwischen einzelnen Anteilen des in EEG-Anlagen erzeugten Stroms unterschieden wird – z. B. zwischen dem in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Anteil x des Stroms aus Biomasseanlagen und dem nicht in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Anteil $(1-x)$ –, ist innerhalb jeder Leistungszone die dieser Leistungszone zugeordnete Strommenge in die Anteile x und $(1-x)$ aufzuteilen. Somit ist z. B. ein „Auffüllen“ der untersten Leistungszone mit dem KWK-Strom-Anteil nicht möglich; vgl. auch Abschnitt 5.4.6 Absatz (5) sowie BDEW-Energie-Info „Fragen und Antworten zum EEG 2009“, Ausgabe „Biomasse“ vom 28. Februar 2010 /39/, Fragenkomplex D.

5.1.6 Zusammenfassung von Anlagen

- (1) Die Regelungen zur Zusammenfassung von Anlagen sind bei Energiearten mit leistungsabhängiger Vergütungszonung (vgl. Abschnitt 5.1.5) von Bedeutung.
- (2) Im EEG 2004 wurde in § 3 Abs. 2 Satz 2 geregelt, dass mehrere Anlagen, die „mit gemeinsamen für den Betrieb technisch erforderlichen Einrichtungen oder baulichen Anlagen unmittelbar verbunden sind“ als eine Anlage gelten, soweit sich nicht aus den weiteren Vorschriften zur Vergütung (§§ 6 bis 12 EEG 2004) etwas anderes ergibt. Als „nicht für den Betrieb technisch erforderlich“ wurden „insbesondere Wechselrichter, Wege, Netzanschlüsse, Mess-, Verwaltungs- und Überwachungseinrichtungen“ genannt.
- (3) Damit galten insbesondere Photovoltaikanlagen, die über denselben Wechselrichter oder dieselbe Messeinrichtung an das Stromnetz angeschlossen wurden, nicht als eine, sondern als mehrere Anlagen. Allerdings bestand für Photovoltaikanlagen eine Spezialregelung nach § 11 Abs. 6 EEG 2004: Danach galten abweichend von § 3 Abs. 2 Satz 2 EEG 2004 „mehrere Photovoltaikanlagen, die sich an oder auf demselben Gebäude befinden und innerhalb von sechs aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen wurden, zum Zwecke der Ermittlung der Vergütungshöhe [...] für die jeweils zuletzt in Betrieb genommene Anlage auch dann als eine Anlage,

wenn sie nicht mit gemeinsamen für den Betrieb technisch erforderlichen Einrichtungen oder baulichen Anlagen unmittelbar verbunden sind.“

- (4) Im EEG 2009 sind die Regelungen zur Zusammenfassung von Anlagen zum Zweck der Ermittlung der Vergütung für alle Energiearten in § 19 Abs. 1 EEG geregelt. Eine Sonderbestimmung für Photovoltaikanlagen existiert nicht mehr. Nach § 19 Abs. 1 EEG gelten mehrere Anlagen „unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der Vergütung für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator als eine Anlage, wenn
 1. sie sich auf demselben Grundstück oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden,
 2. sie Strom aus gleichartigen Erneuerbaren Energien erzeugen,
 3. der in ihnen erzeugte Strom nach den Regelungen dieses Gesetzes in Abhängigkeit von der Leistung der Anlage vergütet wird und
 4. sie innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb gesetzt worden sind.“
- (5) Alle vier Voraussetzungen müssen kumulativ erfüllt sein, damit Anlagen zum Zweck der Ermittlung der Vergütung zusammenzufassen sind. Nach der Formulierung „für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator“ sind jeweils die hinzukommenden Generatoren von der Zusammenfassung betroffen; diese geraten somit bei Überschreiten eines Leistungsschwellenwertes in eine niedrigere Vergütungszone. Zudem ist für die Bestimmung der Vergütung für die neu hinzukommenden Generatoren nicht das Inbetriebnahmehjahr der vorher bereits installierten Anlagen / Generatoren entscheidend, sondern das eigene Inbetriebnahmedatum (vgl. /32/ Seite 16 f. zur entsprechenden Regelung für Photovoltaikanlagen nach EEG 2004).
- (6) Innerhalb geschlossener Bebauungsgebiete bezieht sich § 19 Abs. 1 EEG bei Solarstromanlagen in der Regel auf Anlagen, die sich auf demselben Grundstück befinden. Ein Grundstück ist derjenige abgrenzbare Teil der Erdoberfläche, der im Bestandsverzeichnis eines Grundbuchblatts unter einer bestimmten Nummer eingetragen oder gemäß § 3 Abs. 5 der Grundbuchordnung verbucht ist. Ob mehrere EEG-Anlagen auf demselben Grundstück errichtet werden bzw. worden sind, muss somit stets grundbuchrechtlich festgestellt werden.
- (7) Befinden sich mehrere Anlagen nicht auf demselben Grundstück, müssen sie auch dann nach § 19 Abs. 1 EEG 2009 zusammen gefasst werden, wenn sie sich „sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden“. Indizien für das Vorliegen einer solchen

Nähe sind gemäß der Gesetzesbegründung zu § 19 Abs. 1 EEG (/2/ Seite 46) Verbindungen der Anlagen durch für den Betrieb technisch erforderliche Einrichtungen oder sonstige Infrastruktureinrichtungen (vgl. auch /56/ Seiten 3 ff.). Generell sind zur Feststellung der unmittelbaren räumlichen Nähe Einzelfallprüfungen erforderlich. Zur Auslegung der Begriffe „Grundstück“ und „in unmittelbarer räumlicher Nähe“ in § 19 Abs. 1 EEG sollte die Empfehlung der Clearingstelle EEG vom 14. April 2009 im Verfahren 2008/49 herangezogen werden.⁵

- (8) Gemäß dem Gesetzeswortlaut gelten die Regelungen des § 19 Abs. 1 EEG auch für Anlagen, die vor 2009 in Betrieb genommen wurden. Für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Solarer Strahlungsenergie mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2009 gilt hingegen die Regelung des § 11 Abs. 6 EEG 2004 weiter, da gemäß § 66 Abs. 1 EEG anstelle der §§ 32 und 33 EEG die bisherigen Vergütungsregelungen weiter anzuwenden sind.
- (9) Aufgrund von Art. 12 des „Gesetzes zur Beschleunigung des Wirtschaftswachstums“ („Wachstumsbeschleunigungsgesetz“) vom 22. Dezember 2009 wurde durch einen neu eingefügten § 66 Abs. 1a EEG geregelt, dass rückwirkend zum 1. Januar 2009 Anlagen, die vor dem 1. Januar 2009 im Rahmen einer modularen Anlage betrieben wurden, hinsichtlich der Berechnung der Vergütung abweichend von § 19 Abs. 1 EEG als einzelne Anlagen gelten. Als modulare Anlage gelten nach § 66 Abs. 1a Satz 2 EEG mehrere Anlagen, die
1. aus mehreren Generatoren und
 2. jeweils einer diesen Generatoren zugeordneten Energieträgereinrichtung, insbesondere einer Einrichtung zur Erzeugung gasförmiger Biomasse oder zur Lagerung flüssiger Biomasse, bestehen und
 3. nicht mit baulichen Anlagen unmittelbar verbunden sind.
- (10) Eine Zusammenfassung mehrerer Anlagen nach § 19 Abs. 1 EEG zum Zweck der Vergütung setzt voraus, dass diese Anlagen nach § 3 Nr. 1 EEG als technisch und rechtlich eigenständige Anlagen einzuordnen sind. Durch die Zusammenfassung nach § 19 Abs. 1 EEG verlieren diese Anlagen diese Eigenschaften nicht, da die Zusammenfassung nur zum Zwecke der Vergütungsbestimmung erfolgt.

⁵ Siehe <http://www.clearingstelle-eeq.de/filemanager/active?fid=657>

5.1.7 Degression

- (1) Das EEG 2009 nennt die Vergütungssätze für Anlagen, die im Jahr 2009 in Betrieb genommen werden. Für Anlagen, die im Jahr 2010 oder später in Betrieb genommen werden, ist zur Ermittlung der Vergütung einschließlich der Vergütungsboni der jeweilige Degressionssatz nach § 20 EEG heranzuziehen (siehe Tabelle 1).
- (2) Eine Besonderheit besteht für Photovoltaikanlagen. Hier richtet sich der Degressionssatz unter anderem nach dem bei der BNetzA registrierten Zubau von Photovoltaikanlagen in einem vorherigen Zeitraum (siehe Abschnitt 5.8).
- (3) Die Vergütungssätze und Boni werden – getrennt voneinander – nach Anwendung der Degression auf zwei Stellen nach dem Komma in Cent pro Kilowattstunde gerundet (§ 20 Abs. 5 EEG). Gemäß der Veröffentlichung „Vergütungssätze und Degressionsbeispiele nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). vom 25. Oktober 2008“ des Bundesumweltministeriums vom September 2009 ist zur Berechnung der Vergütungssätze für Anlagen, die in einem bestimmten Jahr in Betrieb genommen werden, jeweils der ungerundete Wert der Vergütung für die Anlagen, die im Vorjahr in Betrieb genommen worden sind, heranzuziehen.

Tabelle 1: Degressionssätze für Vergütungen einschl. Vergütungsboni nach EEG

Energieart (Paragraph gemäß EEG)	Anlagen mit Inbetriebnahme (IB) im Jahr 2010 oder später: Degression der Vergütungssätze gegenüber IB im Vorjahr
Wasserkraftanlagen bis 5 MW (§ 23 Abs. 1)	keine Degression
Wasserkraftanlagen über 5 MW (§ 23 Abs. 3)	1 Prozent
Deponie-, Klär-, Grubengas (§§ 24, 25, 26)	1,5 Prozent
Biomasse (§ 27)	1 Prozent
Geothermie (§ 28)	1 Prozent
Windenergie onshore (§ 29)	1 Prozent
Windenergie offshore (§ 31)	vorerst keine Degression

Solarenergieanlagen (§ 32)	IB im Jan. bis Juni 2010: 11 Prozent IB im Juli bis Sept. 2010: 8 bzw. 12 Prozent ¹⁾⁴⁾ IB im Okt. bis Dez. 2010: 3 Prozent ²⁾⁴⁾ IB in 2011: 13 Prozent ³⁾
Solarenergieanlagen an oder auf Gebäuden (§ 33)	IB im Jan. bis Juni 2010: Leistungszonen bis einschl. 100 kW: 9 Prozent Leistungszonen ab 100 kW: 11 Prozent IB im Juli bis Sept. 2010: 13 Prozent ¹⁾ IB im Okt. bis Dez. 2010: 3 Prozent ²⁾ IB in 2011: 13 Prozent ³⁾

1) Degression gegenüber IB im Jan. bis Juni 2010; Anlagen gemäß § 32 EEG auf Versiegelungs- oder Konversionsflächen: 8 Prozent; sonstige Anlagen gemäß § 32 EEG: 12 Prozent

2) Degression gegenüber IB im Juli bis Sept. 2010

3) Degression gegenüber IB im Okt. bis Dez. 2010; Degressionssatz gemäß Angaben der BNetzA zur neu installierten Anlagenleistung im 12-Monats-Zeitraum bis 30.09.2010 (vgl. Abschnitt 5.8.4)

4) Keine Degression für Anlagen nach § 32 EEG, die im Geltungsbereich eines vor dem 25.03.2010 beschlossenen Bebauungsplans errichtet und vor dem 01.01.2011 in Betrieb genommen wurden.

5.2 Vergütungsvorschriften für Wasserkraftanlagen

5.2.1 Grundsätzliches

- (1) Die Vergütung von Strom aus Wasserkraftanlagen richtet sich neben der installierten Leistung der Anlagen insbesondere nach dem Inbetriebnahmejahr und dem Zeitpunkt sowie dem Umfang einer möglichen Modernisierung. Entscheidend ist, ob die Anlage vor dem 1. August 2004, zwischen 1. August 2004 und 31. Dezember 2008 oder danach in Betrieb genommen bzw. modernisiert wurde. Eine Übersicht über die möglichen Fälle gibt Tabelle 2.

Tabelle 2: Übersicht Vergütungsvorschriften für Wasserkraftanlagen

	Zeitraum vor 01.08.2004	01.08.2004 bis 31.12.2008	Zeitraum ab 01.01.2009	geltende Vorschrift und Vergütungszeitraum
Fall 1	Inbetriebnahme (Anlage bis 5 MW)			§ 4 EEG 2000; ohne zeitliche Begrenzung
Fall 2a	Inbetriebnahme (Anlage < 5MW)	Modernisierung ⁶		§ 21 Abs.1 Nr. 2 EEG 2004 i.V.m. § 6 Abs. 1 EEG 2004; 30 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr
Fall 2b	Inbetriebnahme (Anlage > 5MW)	Erneuerung ⁷		§ 6 Abs. 2 EEG 2004 für Strom, der der Leistungserhöhung entspricht; 15 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr
Fall 3a	Inbetriebnahme (Anlage < 5MW)		Modernisierung (Anlage weiterhin < 5 MW)	§ 23 Abs. 2 EEG 2009; 20 Jahre zzgl. Jahr des Abschlusses der Modernisierung

⁶ Nach der Modernisierung muss ein guter ökologischer Zustand erreicht oder der ökologische Zustand gegenüber dem vorherigen Zustand wesentlich verbessert worden sein (§ 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2004).

⁷ Voraussetzungen: Erneuerung führte zu einer Erhöhung des elektrischen Arbeitsvermögens um mindestens 15 Prozent und nach der Erneuerung wurde ein guter ökologischer Zustand erreicht oder der ökologische Zustand gegenüber dem vorherigen Zustand wesentlich verbessert (§ 6 Abs. 2 EEG 2004)

Fall 3b	Inbetriebnahme (Anlage < 5MW)		Modernisierung (Anlage jetzt > 5 MW)	§ 23 Abs. 4 EEG 2009 für Strom, der der Leistungserhöhung entspricht; 20 Jahre zzgl. Jahr des Abschlusses der Modernisierung; § 6 Abs. 1 EEG 2004 bzw. § 4 EEG 2000 für Strom, der dem Leistungsanteil vor Modernisierung entspricht; 30 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr (EEG 2004) bzw. ohne zeitliche Begrenzung (EEG 2000)
Fall 3c	Inbetriebnahme (Anlage > 5MW)		Modernisierung (Anlage weiterhin > 5 MW, aber mehr als vorher)	§ 23 Abs. 4 EEG 2009 für Strom, der der Leistungserhöhung entspricht; 20 Jahre zzgl. Jahr des Abschlusses der Modernisierung
Fall 4		Inbetriebnahme (< 5 MW)		§ 6 Abs. 1 EEG 2004 30 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr
Fall 5a			Inbetriebnahme (Anlage < 5 MW)	§ 23 Abs. 1 EEG 2009; 20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr
Fall 5b			Inbetriebnahme (Anlage > 5 MW)	§ 23 Abs. 3 EEG 2009; 15 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr

5.2.2 Anlagen mit Inbetriebnahme vor 2009

- (1) Für Wasserkraftanlagen, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen wurden, gelten die bisherigen Vergütungsbestimmungen des EEG 2004 oder – bei Inbetriebnahme vor dem 1. August 2004 – die des EEG 2000 weiter. Die Vergütungssätze sind in Tabelle 3 aufgeführt (Fälle 1, 2a, 2b und 4).
- (2) Änderungen ergeben sich für Anlagen mit Inbetriebnahme vor 1. Januar 2009, wenn sie ab 2009 modernisiert werden (s. Abschnitt 5.2.4).

5.2.3 Vergütungsvoraussetzungen

- (1) Für alle Wasserkraftanlagen gelten folgende Vergütungsvoraussetzungen:

- der Strom darf nicht durch Speicherkraftwerke gewonnen worden sein; eine Zwischenspeicherung nach § 16 Abs. 3 EEG ist möglich;⁸
 - nach der Errichtung oder Modernisierung der Anlage muss nachweislich ein guter ökologischer Zustand erreicht oder der ökologische Zustand gegenüber dem vorherigen Zustand wesentlich verbessert worden sein.
- (2) Für Neuanlagen gelten die Vergütungssätze ferner nur, wenn die jeweilige Anlage die Bedingungen des § 23 Abs. 6 EEG erfüllt.
- (3) Eine wesentliche Verbesserung des ökologischen Zustands liegt nach § 23 Abs. 5 Nr. 2 EEG in der Regel vor, wenn die Stauraumbewirtschaftung, die biologische Durchgängigkeit, der Mindestwasserabfluss, die Feststoffbewirtschaftung oder die Uferstruktur wesentlich verbessert worden oder Flachwasserzonen angelegt oder Gewässeralt- oder -seitenarme angebunden worden sind, soweit die betreffenden Maßnahmen einzeln oder in Kombination unter Beachtung der jeweiligen Bewirtschaftungsziele erforderlich sind, um einen guten ökologischen Zustand zu erreichen.

5.2.4 Modernisierte Bestandsanlagen

5.2.4.1 Installierte Leistung nach Abschluss der Modernisierung bis 5 MW

- (1) Modernisierte Anlagen mit einer installierten Leistung (nicht Bemessungsleistung) bis 5 MW, die bis Ende 2008 in Betrieb genommen wurden und ab 2009 modernisiert werden, erhalten nach der Modernisierung die Vergütungssätze nach § 23 Abs. 2 EEG (vgl. Tabelle 3, Fall 3a) in dem Jahr, in dem die Modernisierung abgeschlossen wurde, und in den folgenden 20 Kalenderjahren. Die Vergütungshöhe und der Vergütungszeitraum der Anlage bis zum Abschluss der Modernisierung bleiben unberührt (Die Anpassung der Vergütungssätze erfolgt unterjährig zum Abschluss der Modernisierung, d. h. nicht rückwirkend zum 1. Januar des Modernisierungsjahres).
- (2) Da für Anlagen mit einer installierten Leistung bis 5 MW keine Degressionsregelung besteht, gelten nach Abschluss der Modernisierung im Jahr 2010 oder später dieselben Vergütungssätze wie für Anlagen, deren Modernisierung in 2009 abgeschlossen wurde.

⁸ Für Anlagen, die vor dem 1. August 2004 in Betrieb genommen wurden, ist gemäß den Regelungen des EEG 2000 auch eine Vergütung von Strom aus Speicherkraftwerken mit ausschließlich natürlichem Zufluss möglich.

5.2.4.2 Installierte Leistung nach Abschluss der Modernisierung über 5 MW

- (1) Anlagen, die bis Ende 2008 in Betrieb genommen wurden und nach einer Modernisierung im Jahr 2009 oder später eine installierte Leistung von mehr als 5 MW aufweisen, erhalten für den Strom, der der Leistungserhöhung zuzurechnen ist, gemäß § 23 Abs. 4 Satz 1 EEG die Vergütungssätze nach § 23 Abs. 3 EEG (vgl. Tabelle 3, Fälle 3b und 3c) in dem Jahr, in dem die Modernisierung abgeschlossen wurde, und in den folgenden 20 Kalenderjahren.
- (2) Bei Anlagen mit einer installierten Leistung vor der Modernisierung bis einschließlich 5 MW gelten gemäß § 23 Abs. 4 Satz 2 EEG für die diesem Leistungsanteil zuzuordnenden Strommengen weiterhin die bisherigen Vergütungsvorschriften nach EEG 2004 bzw. EEG 2000 (vgl. Tabelle 3, Fall 3b). Die Vergütungshöhe und der Vergütungszeitraum der Anlage bis zum Abschluss der Modernisierung bleiben unberührt (Die Anpassung der Vergütungssätze erfolgt unterjährig zum Abschluss der Modernisierung, d. h. nicht rückwirkend zum 1. Januar des Modernisierungsjahres).
- (3) Für Anlagen, deren Modernisierung später als 2009 abgeschlossen wurde bzw. wird, reduzieren sich die Vergütungssätze für die der Leistungserhöhung zuzurechnende Strommenge gegenüber den Anlagen, deren Modernisierung im Vorjahr abgeschlossen wurde, um jeweils 1 Prozent.

5.2.5 Neuanlagen

- (1) Neuanlagen (Inbetriebnahme ab 2009) müssen nicht nur die in Abschnitt 5.2.3 genannten Vergütungsvoraussetzungen erfüllen. Sie werden nur gefördert, wenn sie
 - im räumlichen Zusammenhang mit einer ganz oder teilweise bereits bestehenden oder vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus Wasserkraft neu zu errichtenden Staustufe oder Wehranlage oder
 - ohne durchgehende Querverbauung errichtet worden sind.
- (2) Für Neuanlagen mit einer installierten Leistung bis 5 MW (nicht Bemessungsleistung) gelten die Vergütungssätze nach § 23 Abs. 1 EEG (vgl. Tabelle 3, Fall 5a) im Jahr der Inbetriebnahme und in den darauffolgenden 20 Jahren. Eine Degression für später als 2009 in Betrieb genommene Anlagen besteht nicht.
- (3) Für Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 5 MW gelten die Vergütungssätze nach § 23 Abs. 3 EEG (vgl. Tabelle 3, Fall 5b) im Jahr der Inbetriebnahme.

me und den darauffolgenden 15 Jahren (vgl. § 21 Abs. 2 Satz 2 EEG). Für später als 2009 in Betrieb genommene Anlagen reduzieren sich die Vergütungssätze gegenüber den im Vorjahr in Betrieb genommenen Anlagen um 1 Prozent.

Tabelle 3: Mindestvergütungen in ct/kWh für Wasserkraftanlagen, die nach EEG 2009 vergütet werden

	Installierte Leistung bei IB und ggf. nach Mod.	Vorschrift und Anwendungsbereich	Mindestvergütung (ct/kWh) für Leistungszone bis einschließlich ...						
			500 kW	2 MW	5 MW	10 MW	20 MW	50 MW	darüber
Fall 3a	IB (< 5 MW) vor 01.01.2009; Mod. ab 2009, weiterhin < 5 MW	§ 23 Abs. 2 EEG 2009 für gesamte Stromerzeugung	11,67	8,65	---	---	---	---	---
Fall 3b	IB (< 5 MW) vor 01.01.09; Mod. ab 2009, jetzt > 5 MW	§ 23 Abs. 4 EEG 2009 für Strom, der der Lstg-erhöhung entspricht	7,29	6,32	---	---	5,8	4,34	3,5
		§ 4 EEG 2000 für Strom, der dem Lstg-anteil vor Mod. entspricht *	7,67	6,65	---	---	---	---	---
		§ 6 EEG 2004 für Strom, der dem Lstg-anteil vor Mod. entspricht *	9,67	6,65	---	---	---	---	---
Fall 3c	IB (> 5 MW) vor 01.01.09; Mod. ab 2009, weiterhin > 5 MW	§ 23 Abs. 4 EEG 2009 für Strom, der der Lstg-erhöhung entspricht	7,29	6,32	---	---	5,8	4,34	3,5
		Strom, der dem Lstg-anteil vor Mod. entspricht	---	---	---	---	---	---	---
Fall 5a	IB (< 5 MW) ab 01.01.09	§ 23 Abs. 1 EEG 2009	12,67	8,65	7,65	---	---	---	---
Fall 5b	IB (> 5 MW) ab 01.01.09 **	§ 23 Abs. 3 EEG 2009, 15 Jahre	7,29	6,32	---	---	5,8	4,34	3,5

*) Fall 3b: Für den Strom, der dem Leistungsanteil vor der Modernisierung entspricht, gelten in Abhängigkeit vom Inbetriebnahmejahr die bisherigen Vergütungen des EEG 2000 bzw. des EEG 2004 weiter.

**) Fall 5b: Die angegebenen Mindestvergütungen gelten für das Inbetriebnahmejahr 2009 und 15 weitere Kalenderjahre; bei späterer Inbetriebnahme ist der Degressionssatz von 1% zu beachten.

5.2.6 Besondere Nachweispflichten bei Wasserkraftanlagen

Anlagen mit Inbetriebnahme ab 1. Januar 2009:

- Nachweis des guten ökologischen Zustands oder wesentliche Verbesserung des ökologischen Zustands des Gewässers durch Vorlage der Zulassung der Wasserkraftnutzung (§ 23 Abs. 5 Satz 3 Nr. 1 EEG)
- geeigneter Nachweis über räumlichen Zusammenhang mit einer ganz oder teilweise bereits bestehenden oder vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus Wasserkraft neu zu errichtenden Staustufe oder Wehranlage oder über Errichtung ohne durchgehende Querverbauung (§ 23 Abs. 6 EEG)

Anlagen, deren Modernisierung nach dem 1. Januar 2009 abgeschlossen wird:

- Nachweis der Modernisierung und des guten ökologischen Zustands oder wesentliche Verbesserung des ökologischen Zustands des Gewässers durch Vorlage der Zulassung der Wasserkraftnutzung, wenn nach Modernisierung erneute Zulassung erforderlich. Ansonsten Bescheinigung der zuständigen Wasserbehörde oder eines Umweltgutachters (§ 23 Abs. 5 Satz 3 Nr. 2 EEG), aber dann nicht, wenn (erforderliche) wasserrechtliche Zulassung von zuständiger Behörde abgelehnt worden ist

→ Weitere Informationen zu rechtlichen Fragestellungen zur Wasserkraftanlagen, die nach dem EEG vergütet werden, stehen für BDEW-Mitglieder in der BDEW-Energie-Info „Fragen und Antworten zum EEG 2009“, Ausgabe „Wasserkraft“, 1. Auflage vom 28. Februar 2010 /44/ zur Verfügung.

5.3 Vergütungsvorschriften für Deponiegas-, Klärgas- und Grubengasanlagen

5.3.1 Allgemeine Fördervoraussetzungen und Grundvergütung

- (1) Gefördert wird Strom aus Deponiegas-, Klärgas- und Grubengasanlagen. Die Vergütungsvorschriften sind in den §§ 24 bis 26 EEG niedergelegt.
- (2) Die Pflicht zur Vergütung von Strom aus Grubengasanlagen besteht gemäß § 26 Abs. 2 EEG nur, wenn das Grubengas aus Bergwerken des aktiven oder stillgelegten Bergbaus stammt.
- (3) Die Grundvergütungen für Strom aus Deponiegas-, Klärgas- und Grubengasanlagen, die im Jahr 2009 in Betrieb genommen wurden, sind in Tabelle 4 aufgeführt. Sie gelten im Jahr der Inbetriebnahme und in den darauf folgenden 20 Jahren.
- (4) Die jährliche Degression für Neuanlagen, die ab 1. Januar 2010 in Betrieb genommen werden, beträgt bezogen auf den ungerundeten Vergütungssatz des Vorjahres 1,5 % (§ 20 Abs. 2 Nr. 2 bis 4 EEG). Der für das jeweilige Kalenderjahr geltende Vergütungssatz wird nach der Berechnung auf zwei Nachkommastellen gerundet.

Tabelle 4: Mindestvergütungen für Deponie-, Klär-, Grubengasanlagen bei Inbetriebnahme in 2009

Vorschrift	Energieträger	Mindestvergütung (ct/kWh) für Leistungszone		
		bis einschl. 500 kW	bis einschl. 5 MW	> 5 MW
§ 24 Abs. 1 EEG	Deponiegas	9,00	6,16	--
§ 25 Abs. 1 EEG	Klärgas	7,11	6,16	--
§ 26 Abs. 1 EEG	Grubengas	bis einschl. 1 MW: 7,16	5,16	4,16

5.3.2 Durchleitung von Deponie- und Klärgas durch Gasnetze⁹

Bei Deponiegas- und Klärgasanlagen ist es nach § 24 Abs. 2 bzw. § 25 Abs. 2 EEG möglich, das für die Stromerzeugung eingesetzte Gas bilanziell durch ein Gasnetz durchzuleiten. Die Wärmeäquivalente der im Geltungsbereich des EEG – d. h. im Gebiet der Bundesrepublik Deutschland einschließlich der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone – in das Gasnetz eingespeisten und der an anderer Stelle aus dem Gasnetz entnommenen Deponiegas- bzw. Klärgasmenge müssen dabei am Ende eines Kalenderjahres einander entsprechen. Der Anlagenbetreiber ist zur kalenderjährlichen Nachweisführung gegenüber dem Netzbetreiber verpflichtet.

Für die Deponie- bzw. Klärgasmengen muss zum Ende eines Kalenderjahres nachgewiesen werden, dass das aus dem Erdgasnetz bezogene Gas im Wärmeäquivalent dem an anderer Stelle eingespeisten, auf Erdgasqualität aufbereiteten Deponie- bzw. Klärgas entspricht, da andernfalls der Ausschließlichkeitsgrundsatz verletzt wird. Zur Übertragbarkeit von zuviel eingespeisten Gasmengen in das Folgejahr vgl. für die Anwendung der Regelung bei Biogas /39/, Ziffer A. 4. a), Seite 11 ff.).

5.3.3 Technologie-Bonus

- (1) Der Anspruch auf den **Technologie-Bonus** (Anlage 1 zum EEG) besteht für Strom aus Deponiegas-, Klärgas- und Grubengasanlagen mit einer elektrischen Bemesungsleistung bis einschließlich 5 MW, der aus auf Erdgasqualität aufbereitetem und durch ein Gasnetz bilanziell durchgeleitetem Deponiegas oder Klärgas oder mittels innovativer Anlagentechnik erzeugt wird. Anlagen mit einer elektrischen Bemesungsleistung über 5 MW erhalten keinen Technologie-Bonus, d. h. auch nicht für die Leistungszone bis 5 MW. Der Technologie-Bonus darf nicht mehrfach gewährt werden, auch wenn in derselben Anlage mehrere bonusfähige Technologien eingesetzt werden.
- (2) Der **Technologie-Bonus bei Aufbereitung von Deponie- oder Klärgas auf Erdgasqualität** (nicht Grubengas) beträgt für Anlagen, die in 2009 in Betrieb genommen wurden, bis zu einer maximalen Kapazität der Gasaufbereitungsanlage
 - von 350 Nm³/h aufbereitetem Gas 2,0 ct/kWh,

⁹ Hinsichtlich der Definition des Begriffes „Gasnetz“ in § 24 Abs. 2 bzw. § 25 Abs. 2 EEG wird auf den Hinweis der Clearingstelle EEG im Verfahren 2010/14 verwiesen, der unter folgendem Link zur Verfügung steht: <http://www.clearingstelle-eeq.de/hinwv/2010/14>

- von 700 Nm³/h aufbereitetem Gas 1,0 ct/kWh.

Eine Vergütungszonung analog zu Abschnitt 5.1.5 ist nicht anzuwenden. Dementsprechend erhalten Anlagen, die mit Deponie- oder Klärgas betrieben werden, das in einer Gasaufbereitungsanlage mit einer maximalen Kapazität von mehr als 350 Nm³/h bis einschließlich 700 Nm³/h aufbereitet wurde, für die gesamte eingespeiste elektrische Energie einen Vergütungsbonus von 1,0 ct/kWh (vgl. /39/, Ziffer C. 2. c), Seite 17). Bei Inbetriebnahme nach dem Jahr 2009 sind die Degressionsregelungen anzuwenden (vgl. Abschnitt 5.1.7).

Die Regelungen zur Zusammenfassung von Anlagen gemäß § 19 Abs. 1 EEG (vgl. Abschnitt 5.1.6) gelten entsprechend für Gasaufbereitungsanlagen.

Bei der Gasaufbereitung müssen folgende Anforderungen kumulativ eingehalten werden:

- maximale Methanemissionen in die Atmosphäre bei der Aufbereitung: 0,5 %,
- maximaler Stromverbrauch für die Aufbereitung: 0,5 kWh/Nm³ Rohgas,
- max. Kapazität der Gasaufbereitungsanlage: 700 Nm³/h aufbereitetes Gas,
- Bereitstellung der Prozesswärme für die Erzeugung und Aufbereitung des Rohgases aus Erneuerbaren Energien, Grubengas oder aus der Abwärme der Gasaufbereitungs- oder -einspeiseanlage ohne den Einsatz zusätzlicher fossiler Energie. Der Einsatz von Wärme aus einer mit bilanziell durch ein Gasnetz durchgeleitetem Deponiegas, Klärgas oder Gas aus Biomasse betriebenen Kraft-Wärme-Kopplungsanlage ist möglich. Dieser Wärmeeinsatz stellt aber keine zulässige Wärmenutzung im Sinne der Positivliste Nr. III der Anlage 3 zum EEG dar.

(3) Der **Technologie-Bonus bei Einsatz innovativer Anlagentechniken** beträgt für Anlagen, die in 2009 in Betrieb genommen wurden, 2,0 ct/kWh. Bei späterer Inbetriebnahme sind die Degressionsregelungen anzuwenden (vgl. Abschnitt 5.1.7). Als innovative Anlagentechniken gelten¹⁰

- Brennstoffzellen, Gasturbinen, Dampfmotoren, Organic-Rankine (ORC)-Anlagen, Mehrstoffgemischanlagen (insbesondere Kalina-Cycle-Anlagen) und Stirlingmotoren.

¹⁰ Zur Erlangung des Technologie-Bonus für Strom aus Biomasse sind weitere innovative Anlagentechniken möglich, vgl. Abschnitt 5.4.4.2.

- (4) Der Bonusanspruch besteht bei Einsatz innovativer Anlagentechniken nur, wenn ein elektrischer Wirkungsgrad von mindestens 45 % erreicht wird oder die Anlage auch in Kraft-Wärme-Kopplung mit einer nach Maßgabe der Positivliste der Anlage 3 zum EEG zugelassenen Wärmenutzung betrieben wird.

5.3.4 Besondere Nachweispflichten zur Erlangung des Technologie-Bonus

Gasaufbereitung auf Erdgasqualität:

- Sachverständigengutachten über die kumulative Einhaltung der Anspruchsvoraussetzungen gemäß Anlage 1 Nr. I EEG einmalig bei Geltendmachung des Technologie-Bonus.

Innovative Anlagentechnik:

- Geeignete Herstellerunterlagen zur Anlagentechnik gemäß Anlage 1 Nr. II EEG, ggf. Sachverständigengutachten.
- Geeignete Herstellerunterlagen über den elektrischen Wirkungsgrad oder
- Gutachten eines Umweltgutachters über den zeit-/teilweisen KWK-Betrieb mit Wärmenutzung gemäß Anlage 3 Nr. III EEG.

5.3.5 Übergangsvorschriften für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2009

- (1) Für Deponiegas-, Klärgas- und Grubengasanlagen, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen wurden, gelten die bisherigen Grundvergütungen nach EEG 2004 bzw. EEG 2000 weiter.
- (2) Wie bei neuen Grubengasanlagen besteht auch bei bestehenden Grubengasanlagen die Vergütungspflicht nur, wenn das Grubengas aus Bergwerken des aktiven oder stillgelegten Bergbaus stammt (§ 26 Abs. 2 EEG).
- (3) Die Regelungen zur Gasnetzdurchleitung (§§ 24 Abs. 2 bzw. 25 Abs. 2 EEG, vgl. Abschnitt 5.3.2) gelten auch für bestehende Deponiegas- und Klärgasanlagen und präzisieren somit hinsichtlich des Zeitraums, in dem ein übereinstimmendes Wärmeäquivalent der Ein- und Ausspeisemengen erreicht sein muss, die Vorschrift des bisherigen § 7 Abs. 1 Satz 2 EEG 2004.
- (4) Hinsichtlich des Technologie-Bonus gelten die Regelungen des EEG 2009 nur für Grubengasanlagen (§ 26 Abs. 3 i.V. mit § 66 Abs. 1 EEG, vgl. Abschnitt 5.3.3). § 26

Abs. 3 EEG 2009 stimmt mit der bisherigen Regelung des § 7 Abs. 2 EEG 2004 weitestgehend überein, so dass sich hinsichtlich der einsetzbaren Technologien und der Bonushöhe (2 ct/kWh) keine Änderungen ergeben. Allerdings ist Anlage 1 Nr. II des EEG 2009 nur dann anwendbar, wenn eine Wärmenutzung im Sinne von Anlage 3 des EEG 2009 betrieben wird. Für andere Bestandsanlagen gelten die bisherigen Regelungen des EEG 2000 oder 2004, nicht die §§ 24 Abs. 3 und 25 Abs. 3 EEG.

5.4 Vergütungsvorschriften für Biomasse

5.4.1 Allgemeine Fördervoraussetzungen

- (1) Gefördert wird Strom aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung (BiomasseV, /5/). Für Strom aus Anlagen mit einer installierten elektrischen Wirkleistung über 5 MW besteht der Vergütungsanspruch nur, soweit der Strom in Kraft-Wärme-Kopplung nach Anlage 3 zum EEG erzeugt wird.
- (2) Für Strom aus Anlagen, die neben Biomasse im Sinne der BiomasseV auch sonstige Biomasse – d.h. Biomasse im Sinne der Richtlinie 2001/77/EG /11/ – einsetzen, besteht der Vergütungsanspruch nur, wenn der Anlagenbetreiber durch ein Einsatzstofftagebuch mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit, Herkunft sowie den (unteren) Heizwert pro Einheit der eingesetzten Stoffe nachweist, welche Biomasse eingesetzt wird. Der der Erzeugung aus sonstiger Biomasse zuzurechnende Stromanteil unterliegt gemäß § 8 Abs. 1 EEG zwar der vorrangigen Abnahmepflicht des Netzbetreibers, ist aber nicht nach § 27 EEG vergütungsfähig. Der nach § 27 EEG vergütungsfähige Anteil des Stroms, der aus Biomasse im Sinne der BiomasseV erzeugt wird, entspricht dem Verhältnis des Energieinhaltes der eingesetzten Biomasse im Sinne der BiomasseV zum Energieinhalt der insgesamt eingesetzten Biomasse (= Biomasse im Sinne der BiomasseV + sonstige Biomasse).
- (3) Vergütungsfähig ist auch der Anteil der elektrischen Arbeit, der aus notwendiger Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung mit Pflanzenölmethylester stammt.

5.4.1.1 Spezielle Fördervoraussetzungen für flüssige Biomasse

- (1) Für alle Arten flüssiger Biomasse, die nicht nur zur Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung eingesetzt wird, sind in der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV vom 23. Juli 2009 (BGBl. I S. 2174) in der Fassung vom 31. Juli 2010) /6/ umfangreiche Nachhaltigkeitsanforderungen als Voraussetzung für den generellen Vergütungsanspruch nach § 27 EEG sowie die Anspruchsberechtigung auf den Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen festgelegt.
- (2) Die BioSt-NachV sieht vor, dass flüssige Biomasse (zum Beispiel Raps-, Palm- und Sojaöl) so hergestellt werden muss, dass ihr Einsatz zur Stromerzeugung im Vergleich zu fossilen Energieträgern mindestens 35 Prozent weniger Treibhausgase freisetzt. Des Weiteren dürfen die Pflanzen nicht auf Flächen mit hohem Natur-

schutzwert, wie etwa Regenwäldern oder Feuchtgebieten, angebaut worden sein. Diese Anforderungen an die Nachhaltigkeit müssen bei flüssiger Biomasse eingehalten werden, die ab 1. Januar 2011 zur Stromerzeugung eingesetzt wird.¹¹ Der Nachweis dieser Anforderungen erfolgt mit Hilfe von Zertifizierungssystemen und Zertifizierungsstellen, die jeweils von der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) anerkannt sein müssen.

- (3) Die in der BioSt-NachV genannten Nachhaltigkeitsanforderungen beziehen sich auf den Schutz bestimmter ökologisch wertvoller Flächen (§§ 4 bis 6 BioSt-NachV), die nachhaltige Bewirtschaftung von Biomasse-Anbauflächen (§ 7 BioSt-NachV) sowie die Erreichung bestimmter Treibhausgas-Minderungspotentiale der eingesetzten flüssigen Biomasse (§ 8 BioSt-NachV). Die §§ 4 bis 7 BioSt-NachV gelten nicht für flüssige Biomasse, die aus Abfall oder Reststoffen hergestellt wurde, es sei denn, die Reststoffe stammen aus der Land-, Forst- oder Fischwirtschaft oder aus Aquakulturen (§ 3 Abs. 4 BioSt-NachV).
- (4) Betreiber von Anlagen, die flüssige Biomasse zur Stromerzeugung einsetzen, sind nach § 11 BioSt-NachV verpflichtet, dem Netzbetreiber anerkannte Nachhaltigkeitsnachweise nach § 14 BioSt-NachV vorzulegen und die Beantragung der Registrierung der Anlage im Anlagenregister nach den §§ 61 bis 63 BioSt-NachV durch die Vorlage der Bescheinigung der zuständigen Behörde nach § 64 Abs. 4 BioSt-NachV nachzuweisen.
- (5) Die Nachhaltigkeitsnachweise nach § 14 BioSt-NachV müssen lückenlos für sämtliche in der Anlage eingesetzten Mengen flüssiger Biomasse vorliegen. Sofern der Bonus für nachwachsende Rohstoffe geltend gemacht wird, müssen diese Nachweise die in § 58 BioSt-NachV genannten Angaben enthalten. Für eine Übergangszeit bis zum 31. März 2011 können unter bestimmten Prämissen Nachhaltigkeitsnachweise nachträglich ausgestellt und nachgereicht werden, wenn sich die flüssige Biomasse am 31. Dezember 2010 in Tanklagern befand, die eindeutig den Anlagen, in denen sie eingesetzt wird, zugeordnet sind. Dies gilt gemäß Erlass des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) und des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) vom 10.12.2010 (AZ: 524-10014/0078), der auf Homepage der Bundesanstalt für Land-

¹¹ Der ursprünglich vorgesehene Termin (01.01.2010) wurde durch das „Gesetz zur Vermeidung kurzfristiger Marktengpässe bei flüssiger Biomasse“ vom 31.07.2010 um ein Jahr verschoben, da sich abzeichnete, dass der vorausgesetzte Aufbau privatwirtschaftlich organisierter Zertifizierungsstrukturen mehr Zeit in Anspruch nimmt.

wirtschaft und Ernährung (BLE)¹² einsehbar ist. Die Prämissen, unter denen die Regelung gilt, sind ebenfalls in dem Erlass erläutert.

- (6) Die Registrierung im Anlagenregister gemäß §§ 61 bis 63 BioSt-NachV muss vor der Inbetriebnahme der Anlage beantragt werden (§ 64 Abs. 1 BioSt-NachV). Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.01.2011 konnten den Registrierungsantrag bis einschließlich 31.12.2010 stellen. Bei verspäteter Registrierung besteht der Vergütungsanspruch gemäß EEG erst ab dem Antragszeitpunkt (§ 65 BioSt-NachV). Maßgeblicher Zeitpunkt ist das Datum, an dem der vollständige Antrag bei der zuständigen Behörde eingeht (§ 64 Abs. 3 BioSt-NachV).
- (7) Das Anlagenregister wird bei der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) geführt (§ 74 BioSt-NachV). Die BLE stellt eine Bescheinigung über den Zeitpunkt der Anlagenregistrierung aus (§ 64 Abs. 4 BioSt-NachV).

5.4.2 Grundvergütung

- (1) Die Grundvergütungen für Strom aus Biomasse, die im Jahr 2009 in Betrieb genommen wurden, sind in Tabelle 5 aufgeführt. Sie gelten im Jahr der Inbetriebnahme und in den darauf folgenden 20 Jahren.

Tabelle 5: Mindestvergütungen für Biomasseanlagen (Grundvergütung) bei Inbetriebnahme in 2009

Vorschrift	Leistungszone	Mindestvergütung für Leistungszone (ct/kWh)
§ 27 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG	bis 150 kW	11,67
§ 27 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG	150 kW bis 500 kW	9,18
§ 27 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 EEG	500 kW bis 5 MW	8,25
§ 27 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 EEG	5 MW bis 20 MW	7,79

¹² www.ble.de → Kontrolle und Zulassung → Nachhaltige Biomasseherstellung; weitere Hinweise auf der Internetseite der Clearingstelle EEG unter <http://www.clearingstelle-ee.de/gesetz/1218>

- (2) Die jährliche Degression für Neuanlagen, die ab 1. Januar 2010 in Betrieb genommen wurden, beträgt bezogen auf den ungerundeten Vergütungssatz des Vorjahres 1,0 % (§ 20 Abs. 2 Nr. 5 EEG). Der für das jeweilige Kalenderjahr geltende Vergütungssatz wird nach der Berechnung auf zwei Nachkommastellen gerundet.

5.4.3 Durchleitung von Gas aus Biomasse durch Gasnetze¹³

Bei Anlagen, die mit Gas aus Biomasse (d.h. Gas aus anaerober Vergärung (Biogas) oder Gas aus thermochemischer Vergasung (z.B. Holzgas)) betrieben werden, ist es nach § 27 Abs. 2 EEG möglich, das für die Stromerzeugung eingesetzte Gas bilanziell durch ein Gasnetz durchzuleiten. Die Wärmeäquivalente der im Geltungsbereich des EEG – d.h. im Gebiet der Bundesrepublik Deutschland einschließlich der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone – in das Gasnetz eingespeisten und der an anderer Stelle aus dem Gasnetz entnommenen Menge von Gas aus Biomasse müssen dabei am Ende eines Kalenderjahres einander entsprechen. Der Anlagenbetreiber ist zur kalenderjährlichen Nachweisführung gegenüber dem Netzbetreiber verpflichtet.

Für die Mengen von aus Biomasse gewonnenem Gas muss zum Ende eines Kalenderjahres nachgewiesen werden, dass das aus dem Erdgasnetz bezogene Gas im Wärmeäquivalent dem an anderer Stelle eingespeisten, auf Erdgasqualität aufbereiteten Biogas entspricht, da andernfalls der Ausschließlichkeitsgrundsatz verletzt wird. Zur Übertragbarkeit von zuviel eingespeisten Gasmengen in das Folgejahr vgl. /39/, Ziffer A. 4. a), Seite 11 ff.).

5.4.4 Vergütungsboni

5.4.4.1 Allgemeines

- (1) Zusätzlich zur Grundvergütung werden bei Erfüllung der entsprechenden Voraussetzungen (vgl. unten) folgende Vergütungsboni gezahlt:
- Technologie-Bonus (§ 27 Abs. 4 Nr. 1 EEG),

¹³ Hinsichtlich der Definition des Begriffes „Gasnetz“ in § 24 Abs. 2 bzw. § 25 Abs. 2 EEG wird auf den Hinweis der Clearingstelle EEG im Verfahren 2010/14 verwiesen, der unter folgendem Link zur Verfügung steht: <http://www.clearingstelle-eeq.de/hinwv/2010/14>.

- Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen (§ 27 Abs. 4 Nr. 2 EEG),
 - KWK-Bonus (§ 27 Abs. 4 Nr. 3 EEG),
 - Bonus für die Einhaltung von Formaldehydgrenzwerten gemäß den Vorgaben der Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft) (§ 27 Abs. 5 EEG).
- (2) Für später als 2009 in Betrieb genommene Anlagen wird auch bei der Bestimmung der Vergütungsboni die Degressionsregelung gemäß Abschnitt 5.4.2 Ziffer (2) angewendet. Die Vergütung des Stroms wird in Abhängigkeit von der elektrischen Bemessungsleistung der Anlage ermittelt (vgl. Abschnitt 5.1.5). Die für das jeweilige Kalenderjahr geltenden Vergütungsboni werden nach der Berechnung auf zwei Nachkommastellen gerundet.

5.4.4.2 Technologie-Bonus

- (1) Der Anspruch auf den **Technologie-Bonus** (Anlage 1 zum EEG) besteht für Strom aus Anlagen mit einer elektrischen Bemessungsleistung bis einschließlich 5 MW, der aus auf Erdgasqualität aufbereitetem Gas aus Biomasse oder mittels innovativer Anlagentechnik erzeugt wird. Anlagen mit einer elektrischen Bemessungsleistung über 5 MW erhalten keinen Technologie-Bonus, d. h. auch nicht für die Leistungszone bis 5 MW. Der Technologie-Bonus darf nicht mehrfach gewährt werden, auch wenn in derselben Anlage mehrere bonusfähige Technologien eingesetzt werden.
- (2) Der **Technologie-Bonus bei Gasaufbereitung auf Erdgasqualität** beträgt für Anlagen, die in 2009 in Betrieb genommen wurden, bis zu einer maximalen Kapazität der Gasaufbereitungsanlage
- von 350 Nm³/h aufbereitetem Gas 2,0 ct/kWh,
 - von 700 Nm³/h aufbereitetem Gas 1,0 ct/kWh.

Eine Vergütungszonung analog zu Abschnitt 5.1.5 ist nicht anzuwenden. Dementsprechend erhalten Anlagen, die mit Gas aus Biomasse betrieben werden, das in einer Gasaufbereitungsanlage mit einer maximalen Kapazität von mehr als 350 Nm³/h bis einschließlich 700 Nm³/h aufbereitet wurde, für die gesamte eingespeiste elektrische Energie einen Vergütungsbonus von 1,0 ct/kWh (vgl. /39/, Ziffer C. 2. c), Seite 17).

Die Regelungen zur Zusammenfassung von Anlagen gemäß § 19 Abs. 1 EEG (vgl. Abschnitt 5.1.6) gelten entsprechend für Gasaufbereitungsanlagen.

Bei der Gasaufbereitung müssen folgende Anforderungen kumulativ eingehalten werden:

- maximale Methanemissionen in die Atmosphäre bei der Aufbereitung: 0,5 %,
- maximaler Stromverbrauch für die Aufbereitung: 0,5 kWh/Nm³ Rohgas,
- max. Kapazität der Gasaufbereitungsanlage: 700 Nm³/h aufbereitetes Gas,
- Bereitstellung der Prozesswärme für die Erzeugung und Aufbereitung des Rohgases aus Erneuerbaren Energien, Grubengas oder aus der Abwärme der Gasaufbereitungs- oder -einspeiseanlage ohne den Einsatz zusätzlicher fossiler Energie. Der Einsatz von Wärme aus einer mit bilanziell durch ein Gasnetz durchgeleitetem Deponiegas, Klärgas oder Gas aus Biomasse betriebenen Kraft-Wärme-Kopplungsanlage ist möglich. Dieser Wärmeeinsatz stellt aber keine zulässige Wärmenutzung im Sinne der Positivliste Nr. III der Anlage 3 zum EEG dar.

(3) Der **Technologie-Bonus bei Einsatz innovativer Anlagentechniken** beträgt für Anlagen, die in 2009 in Betrieb genommen wurden, 2,0 ct/kWh. Als innovative Anlagentechniken gelten

- die Umwandlung der Biomasse durch thermochemische Vergasung,
- die thermochemische Konversion (d.h. Verbrennung, Vergasung, Pyrolyse oder Verkohlung) ausschließlich von Stroh und anderer halmgutartiger Biomasse,
- Anlagen zur ausschließlichen Vergärung von Bioabfällen, die unmittelbar mit einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände verbunden sind, wenn die nachgerotteten Gärrückstände stofflich verwertet werden,
- Brennstoffzellen, Gasturbinen, Dampfmotoren, Organic-Rankine (ORC)-Anlagen, Mehrstoffgemischanlagen (insbesondere Kalina-Cycle-Anlagen) und Stirlingmotoren.

(4) Der Bonusanspruch besteht bei Einsatz innovativer Anlagentechniken nur, wenn ein elektrischer Wirkungsgrad von mindestens 45 % erreicht wird oder die Anlage auch in Kraft-Wärme-Kopplung mit einer nach Maßgabe der Positivliste der Anlage 3 zum EEG zugelassenen Wärmenutzung betrieben wird.

(5) Bei Kombination innovativer Anlagentechniken (z.B. Organic-Rankine (ORC)-Anlagen) mit nicht technologiebonusfähigen Anlagentechniken (z.B. Verbrennungsmotoren) besteht der Anspruch zur Zahlung des Technologie-Bonus nur für den Teil des Stroms, der durch die innovative Anlagentechnik erzeugt wird.

5.4.4.3 Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen

- (1) Der Anspruch auf den Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen (NaWaRo-Bonus; Anlage 2 zum EEG) besteht für Strom, der ausschließlich aus nachwachsenden Rohstoffen oder, bei anaerober Vergärung der nachwachsenden Rohstoffe oder Gülle (Biogas), in einer Kombination mit zugelassenen rein pflanzlichen Nebenprodukten gemäß der Positivliste Nr. V der Anlage 2 zum EEG gewonnen wird, für den Anteil der eingespeisten Wirkarbeit, der der Leistungszone bis einschließlich 5 MW zugeordnet wird. Auf demselben Betriebsgelände dürfen keine Biomasseanlagen betrieben werden, in denen gleichzeitig Strom aus sonstigen Stoffen gewonnen wird.
- (2) Nachwachsende Rohstoffe im Sinne von § 27 Abs. 4 Nr. 2 EEG sind insbesondere die in der Positivliste Nr. III der Anlage 2 zum EEG genannten Einsatzstoffe. Nicht als nachwachsende Rohstoffe anerkannt sind die in der Negativliste Nr. IV der Anlage 2 zum EEG genannten Einsatzstoffe.
- (3) Bei Einsatz von Biogas, das aus nachwachsenden Rohstoffen oder Gülle in Kombination mit zulässigen rein pflanzlichen Nebenprodukten gemäß der Positivliste Nr. V der Anlage 2 zum EEG erzeugt wird, besteht der Bonusanspruch nur für den Anteil des Stromes, der aus nachwachsenden Rohstoffen oder Gülle erzeugt wird.
- (4) Bei Einsatz flüssiger Biomasse besteht der Bonusanspruch für Neuanlagen mit einer installierten elektrischen Wirkleistung bis einschließlich 150 kW. Für Bestandsanlagen ist die Übergangsregelung in Abschnitt 5.4.6 zu beachten. Für alle Arten flüssiger Biomasse sind die Regelungen in der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV vom 23. Juli 2009, geändert durch das Gesetz vom 31. Juli 2010, siehe /6/) zu beachten, die nicht nur die Vergütungsfähigkeit im Rahmen des NaWaRo-Bonus, sondern auch den grundsätzlichen Vergütungsanspruch von Strom aus Biomasse im Rahmen des § 27 EEG betreffen (vgl. Abschnitt 5.4.1.1).
- (5) Bei Einsatz von Biogas in nach Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) genehmigungsbedürftigen Anlagen besteht der Bonusanspruch nur, wenn das Gärrestlager gasdicht abgedeckt ist und zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen bei Ausfall der Stromerzeugungsanlage oder Biogasüberproduktion das überschüssige Biogas abnehmen.
- (6) Der Anspruch auf den NaWaRo-Bonus entsteht mit dem Zeitpunkt, zu dem die Anspruchsvoraussetzungen erfüllt sind. Sobald die Voraussetzungen nicht mehr erfüllt sind, entfällt der Anspruch auf den NaWaRo-Bonus dauerhaft und endgültig. Der An-

spruchsausschluss ist unabhängig davon, ob der Verstoß schuldhaft oder nicht schuldhaft erfolgt ist.

- (7) Der NaWaRo-Bonus bei Einsatz von fester oder gasförmiger Biomasse (außer Biogas) sowie flüssiger Biomasse in Anlagen mit Inbetriebnahme bis 31. Dezember 2008 beträgt

- für die Leistungszone bis einschl. 500 kW 6,0 ct/kWh,
- für die Leistungszone über 500 kW bis einschl. 5 MW 4,0 ct/kWh.

- (8) Der NaWaRo-Bonus bei Einsatz von flüssiger Biomasse – auch in Kombination mit fester oder gasförmiger Biomasse – in Anlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2009 beträgt

- für die Leistungszone bis einschl. 150 kW 6,0 ct/kWh.

- (9) Der NaWaRo-Bonus bei Verbrennung von Holz, das nicht aus Kurzumtriebsplantagen (d.h. schnell nachwachsenden Energiepflanzenplantagen) stammt und nicht im Rahmen der Landschaftspflege anfällt, beträgt für Anlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2009

- für die Leistungszone bis einschl. 500 kW 6,0 ct/kWh,
- für die Leistungszone über 500 kW bis einschl. 5 MW 2,5 ct/kWh.

- (10) Der NaWaRo-Bonus für Strom aus Biogasanlagen beträgt für Anlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2009

- für die Leistungszone bis einschl. 500 kW 7,0 ct/kWh,
- für die Leistungszone über 500 kW bis einschl. 5 MW 4,0 ct/kWh.

- (11) Der NaWaRo-Bonus für Strom aus Biogasanlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2009 erhöht sich, wenn der Anteil von Gülle jederzeit mindestens 30 Masse-% beträgt,

- für die Leistungszone bis einschl. 150 kW um 4,0 ct/kWh,
- für die Leistungszone über 150 kW bis einschl. 500 kW um 1,0 ct/kWh.

Diese Bonuserhöhung gilt nicht, wenn das eingesetzte Biogas durch ein Gasnetz durchgeleitet wurde.

- (12) Der NaWaRo-Bonus für Strom aus Biogasanlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2009 erhöht sich, wenn überwiegend Pflanzen oder Pflanzenbestandteile aus der Landschaftspflege eingesetzt werden,

- für die Leistungszone bis einschl. 500 kW um 2,0 ct/kWh.

- (13) Die Bonuserhöhungen können additiv in Anspruch genommen werden, wenn die entsprechenden Voraussetzungen bei der betreffenden Anlage erfüllt werden.
- (14) Für Anlagen mit Inbetriebnahme nach dem Jahr 2009 gelten für die Höhe der oben genannten Boni die Degressionsregelungen (vgl. Abschnitt 5.1.7).

5.4.4.4 KWK-Bonus

- (1) Der Anspruch auf den **KWK-Bonus** (Anlage 3 zum EEG) besteht für den Anteil der eingespeisten Wirkarbeit, der der Leistungszone bis einschließlich 20 MW zugeordnet wird. Bonusfähig ist nur Strom im Sinne von § 3 Abs. 4 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes unter der Voraussetzung, dass eine Wärmenutzung im Sinne der Positivliste Nr. III der Anlage 3 zum EEG vorliegt oder die Wärmenutzung eine fossile Wärmenutzung mit vergleichbarem Energieäquivalent ersetzt, wobei die Mehrkosten aufgrund der Wärmebereitstellung aus der Biomasseanlage mindestens 100,-- EUR/kW_{th} betragen müssen.
- (2) Der KWK-Bonus beträgt für Anlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2009 3,0 ct/kWh. Bei späterer Inbetriebnahme sind die Degressionsregelungen anzuwenden (vgl. Abschnitt 5.1.7).

5.4.4.5 Formaldehyd-Bonus

- (1) Der Anspruch auf den Bonus für die Einhaltung von Formaldehydgrenzwerten (Formaldehyd-Bonus) besteht für Strom aus Biogasanlagen, die nach BImSchG genehmigungsbedürftig sind, sofern die gemäß dem Emissionsminderungsgebot der Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft) zulässigen Formaldehydgrenzwerte eingehalten werden. Der Bonus gilt nicht für Anlagen, die durch ein Gasnetz durchgeleitetes Biogas einsetzen.
- (2) Der Formaldehyd-Bonus beträgt für Anlagen mit Inbetriebnahme im Jahr 2009
 - für den Anteil der eingespeisten Wirkarbeit bis einschl. 500 kW 1,0 ct/kWh.Bei späterer Inbetriebnahme sind die Degressionsregelungen anzuwenden (vgl. Abschnitt 5.1.7).

5.4.5 Besondere Nachweispflichten zur Erlangung der Vergütungsboni

1. Technologie-Bonus (§ 27 Abs. 4 Nr. 1 i.V.m. Anlage 1 EEG)

(für Anlagen mit einer elektrischen Bemessungsleistung bis einschließlich 5 MW)

Gasaufbereitung auf Erdgasqualität:

- Sachverständigengutachten über die kumulative Einhaltung der Anspruchsvoraussetzungen gemäß Anlage 1 Nr. I EEG.

Innovative Anlagentechnik:

- Geeignete Herstellerunterlagen zur Anlagentechnik oder zum Umwandlungsverfahren gemäß Anlage 1 Nr. II EEG, ggf. Sachverständigengutachten.
- Geeignete Herstellerunterlagen über den elektrischen Wirkungsgrad oder
- Gutachten eines Umweltgutachters über den zeit-/teilweisen KWK-Betrieb mit Wärmenutzung gemäß Anlage 3 Nr. III EEG.

2. Nawaro-Bonus (§ 27 Abs. 4 Nr. 2 i.V.m. Anlage 2 EEG)

(für die Leistungszone bis einschließlich 5 MW)

Nachwachsende Rohstoffe oder Gülle

- Lückenloser Nachweis der zulässigen Einsatzstoffe durch Führung eines Einsatzstoff-Tagebuches mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie die Herkunft der eingesetzten Stoffe.
- Geeignete Nachweise, dass es sich um zulässige Einsatzstoffe handelt, wenn diese nicht in Anlage 2 Nr. III EEG erwähnt sind (z.B. Lieferantenbescheinigung über die Konformität mit Anlage 2 Nr. II EEG).

Nachwachsende Rohstoffe oder Gülle in Kombination mit rein pflanzlichen Nebenprodukten gemäß Anlage 2 Nr. V EEG bei Einsatz in Biogasanlagen:

- Lückenloser Nachweis der zulässigen rein pflanzlichen Nebenprodukte durch Aufnahme in Einsatzstoff-Tagebuch.
- Kalenderjährlicher Nachweis des aus nachwachsenden Rohstoffen oder Gülle erzeugten Stroms durch Gutachten eines Umweltgutachters.

Gülleanteil bei Biogasanlagen:

- Kalenderjährlicher Nachweis über Mindestanteil an Gülle von 30 Masseprozent durch Gutachten eines Umweltgutachters. Daraus muss hervorgehen, dass der Mindestanteil an Gülle jederzeit (d.h. kalendertagesbezogen) während des betreffenden Kalenderjahres eingehalten wurde.

Pflanzen- oder Pflanzenbestandteile aus der Landschaftspflege bei Biogasanlagen:

- Kalenderjährlicher Nachweis über überwiegenden Einsatz (d.h. energetischer Anteil mehr als 50 Prozent) von Pflanzen oder Pflanzenbestandteilen aus der Landschaftspflege durch Gutachten eines Umweltgutachters.

Nach BImSchG genehmigungsbedürftige Biogasanlagen:

- Bestätigung, dass Gärrestelager gasdicht abgedeckt ist und zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen für Abnahme des überschüssigen Biogases bei Anlagenausfall oder Biogasüberproduktion vorhanden sind, durch Sachverständigengutachten.

3. KWK-Bonus (§ 27 Abs. 4 Nr. 3 i.V.m. Anlage 3 EEG)

(für die Leistungszone bis einschließlich 20 MW)

KWK-Strom gemäß § 3 Abs. 4 KWK-G

- Nachweis nach den anerkannten Regeln der Technik. Die Einhaltung wird vermutet, wenn die Anforderungen des AGFW-Arbeitsblatts FW 308 „Zertifizierung von KWK-Anlagen – Ermittlung des KWK-Stroms“ in der jeweils geltenden Fassung nachgewiesen werden.
- Nachweis muss jährlich durch Vorlage der Bescheinigung eines Umweltgutachters erfolgen.
- Für serienmäßig hergestellte Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung bis einschließlich 2 MW genügen geeignete Unterlagen des Herstellers, aus denen die thermische und elektrische Leistung sowie die Stromkennzahl hervorgehen. Wenn Vorrichtungen zur Abwärmeabfuhr vorhanden sind und/oder eine anlageninterne Wärmenutzung (z.B. Fermenterbeheizung) erfolgt, ist zusätzlich kalenderjährlich die eingespeiste KWK-Strommenge nachzuweisen.

Wärmenutzung im Sinne der Anlage 3 Nr. III EEG:

- Einmaliger Nachweis der Wärmenutzung durch ein Gutachten eines Umweltgutachters. Das Gutachten ist zum Zeitpunkt der Geltendmachung des KWK-Bonus vorzulegen. Wenn das Wärmenutzungskonzept in der Folgezeit geändert wird, ist ein erneutes Gutachten eines Umweltgutachters erforderlich, das die geänderten Voraussetzungen berücksichtigt.

Ersatz fossiler Energieträger durch Nutzung der in der Biomasseanlage erzeugten Wärme:

- Einmaliger Nachweis des ersetzten Energieäquivalentes aus fossilen Brennstoffen und der Mehrkosten durch die Wärmebereitstellung aus der Biomasseanlage durch ein Gutachten eines Umweltgutachters. Das Gutachten ist zum Zeitpunkt der Geltendmachung des KWK-Bonus vorzulegen.

4. Bonus für die Einhaltung von Formaldehydgrenzwerten (§ 27 Abs. 5 EEG)

(für die Leistungszone bis einschließlich 500 kW)

Nachweis der Einhaltung der Formaldehydgrenzwerte:

- Jährliche Bescheinigung der zuständigen Behörde über Einhaltung der auf Grundlage des Emissionsminderungsgebotes der TA Luft festgelegten Formaldehydgrenzwerte.

5.4.6 Übergangsbestimmungen für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2009

- (1) Für Strom aus Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2009 (Altanlagen) erhöht sich ab 1. Januar 2009 der Vergütungssatz für die Leistungszone bis 150 kW auf 11,67 ct/kWh (§ 66 Abs. 1 Nr. 2 Satz 1 EEG). Dies bedingt für Anlagen mit Inbetriebnahme im Rahmen des EEG 2000, dass eine entsprechende Leistungszone für die Vergütung neu eingerichtet wird.
- (2) Der anteilige Einsatz von sonstiger Biomasse ist ab 1. Januar 2009 auch in Altanlagen zulässig, wenn durch ein Einsatzstofftagebuch nachgewiesen wird, welche Biomasse eingesetzt wird. Der Anteil des Stromes aus sonstiger Biomasse ist aber nicht vergütungsfähig (§ 66 Abs. 1 Nr. 4 EEG; vgl. Abschnitt 5.4.1 Ziffer (2)).
- (3) Die Anspruchsvoraussetzungen und Vergütungsboni gemäß Anlage 2 zum EEG (Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen) gelten ab 1. Januar 2009 mit folgenden Ausnahmen auch für Altanlagen:
 - Der Einsatz flüssiger Biomasse ist auch nach dem 1. Januar 2009 ohne Leistungsbeschränkung zulässig (§ 66 Abs. 1 Nr. 2 Satz 2 lit. a EEG). Mit Inkrafttreten der Nachhaltigkeitsverordnung ist jedoch auch in Altanlagen die Vergütungsfähigkeit von aus flüssiger Biomasse erzeugtem Strom nach § 5 EEG 2000, § 8 EEG 2004 bzw. § 27 Abs. 1 Nr. 1 i.V. mit Anlage 2 EEG 2009 hinsichtlich der Grundvergütung und des Zuschlags für „Nachwachsende Rohstoffe“ von den

dort genannten Anforderungen abhängig, wobei hierbei die Übergangsregelungen in der Verordnung zu beachten sind.

- Nach BImSchG genehmigungsbedürftige Biogasanlagen benötigen keine gasdichte Abdeckung des Gärrestelagers und keine zusätzlichen Gasverbrauchseinrichtungen zur Abnahme des bei Ausfall der Stromerzeugungsanlage oder Biogasüberproduktion überschüssigen Biogases (§ 66 Abs. 1 Nr. 2 Satz 2 lit. a EEG), es sei denn, eine gasdichte Abdeckung des Gärrestelagers war bereits nach bisheriger Rechtslage notwendig.
- (4) Der Einsatz von Schlempe aus landwirtschaftlichen Brennereien im Sinne von § 66 Abs. 1 Nr. 2 Satz 2 lit. b EEG ist auch nach dem 1. Januar 2009 zulässig.
- (5) Der Vergütungsbonus gemäß § 8 Abs. 3 EEG 2004 (KWK-Bonus) erhöht sich ab 1. Januar 2009 für die Leistungszone bis 500 kW auf 3,00 ct/kWh, wenn die Anspruchsvoraussetzungen der Anlage 3 eingehalten werden. Für die Leistungszone über 500 kW gilt auch nach dem 1. Januar 2009 der Vergütungsbonus in Höhe von 2,00 ct/kWh gemäß § 8 Abs. 3 EEG 2004 weiter (§ 66 Abs. 1 Nr. 3 Satz 3 EEG). Sofern nur ein Teil der Nutzwärme die Anspruchsvoraussetzungen der Anlage 3 erfüllt, der übrige Teil der Nutzwärme die Voraussetzungen von § 8 Abs. 3 EEG 2004, können die Vergütungsboni gemäß § 8 Abs. 3 EEG 2004 und gemäß § 66 Abs. 1 Nr. 3 Satz 3 EEG jeweils anteilig geltend gemacht werden. Dies setzt jedoch voraus, dass die entsprechenden Nutzwärmemengen messtechnisch separat erfasst werden.
- (6) Für Strom aus Biomasseanlagen, der ab 1. Januar 2009 erstmals in Kraft-Wärme-Kopplung nach Maßgabe der Anlage 3 erzeugt wird, beträgt der KWK-Bonus auch für den Leistungsanteil über 500 kW 3,00 ct/kWh (§ 66 Abs. 1 Nr. 3 Satz 1 EEG). Erfolgt die erstmalige Erzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung im Jahr 2010 oder später, sind für die Ermittlung der Bonushöhe die Degressionsregelungen anzuwenden (vgl. Abschnitt 5.1.7).
- (7) Der Vergütungsbonus für die Einhaltung von Formaldehydgrenzwerten gilt ab 1. Januar 2009 auch für Altanlagen (§ 66 Abs. 1 Nr. 4a EEG; vgl. Abschnitt 5.4.4.5).
- (8) Für Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung über 20 MW und Inbetriebnahme vor dem 1. August 2004, die
- bezogen auf den (unteren) Heizwert zu mindestens 75 % Schwarzlauge einsetzen,
 - einen KWK-Anteil an der Stromerzeugung von mindestens 70 % und

- eine Ausnutzungsdauer der Stromerzeugung von mindestens 5.000 h/a erreichen,

besteht ab dem 1. Januar 2009 ein Vergütungsanspruch für die Differenz zwischen dem in der Anlage erzeugten und dem zur Zellstoffproduktion eingesetzten Strom in Höhe von 7,00 ct/kWh, wenn die Einhaltung der Anspruchsvoraussetzungen kalenderjährlich durch einen Umweltgutachter bescheinigt wird (§ 66 Abs. 1 Nr. 5 EEG).

→ Weitere Informationen zu rechtlichen Fragestellungen zur Vergütung von Strom aus Biomasseanlagen stehen für BDEW-Mitglieder in der BDEW-Energie-Info „Fragen und Antworten zum EEG 2009“, Ausgabe „Biomasse“, 2. Auflage vom 28. Februar 2010 /39/ zur Verfügung.

5.5 Vergütungsvorschriften für Geothermieranlagen

5.5.1 Allgemeine Fördervoraussetzungen und Grundvergütung

- (1) Mit Geothermie ist die Nutzung von Wärmeenergie aus großen Tiefen (ca. 3.000 bis 6.000 m) gemeint. Die Gewinnung der Erdwärme erfolgt aus heißen Trockengesteinen oder wasserführenden Strukturen.
- (2) Die Vergütungsvorschriften für Strom aus Geothermieranlagen sind in § 28 EEG niedergelegt. Die Grundvergütungen für Strom aus Geothermieranlagen, die im Jahr 2009 in Betrieb genommen werden, sind in Tabelle 6 aufgeführt.
- (3) Zusätzlich zur Grundvergütung nach § 28 Abs. 1 EEG besteht bei Inbetriebnahme der Geothermieanlage vor dem 1. Januar 2016 Anspruch auf einen „Schnellstarter-Bonus“ nach § 28 Abs. 1a EEG (vgl. Tabelle 6).
- (4) Darüber hinaus können bei Vorliegen der entsprechenden Voraussetzungen die Vergütungsboni nach Abschnitt 5.5.2 in Anspruch genommen werden.
- (5) Die jährliche Degression der Vergütungen inkl. Boni für Neuanlagen, die ab 1. Januar 2010 in Betrieb genommen werden, beträgt bezogen auf den ungerundeten Vergütungssatz des Vorjahres 1 % (§ 20 Abs. 2 Nr. 6 EEG). Der für das jeweilige Kalenderjahr geltende Vergütungssatz wird nach der Berechnung auf zwei Nachkommastellen gerundet.

Tabelle 6: Mindestvergütungssätze für Geothermieranlagen bei Inbetriebnahme in 2009 (in ct/kWh)

Leistungsbereich	Grundvergütung (ct/kWh)	Schnellstarter-Bonus (ct/kWh)*	Wärmenutzungs-Bonus (ct/kWh)**	Bonus f. petrothermale Techniken (ct/kWh)**
bis 10 MW	16,0	4,0	3,0	4,0
über 10 MW	10,5	4,0	--	--
*) „Schnellstarter-Bonus“ bei Inbetriebnahme vor 01.01.2016 (§ 28 Abs. 1a EEG)				
**) Für den Stromanteil, für den die entsprechenden Voraussetzungen eingehalten werden				

5.5.2 Vergütungsboni

- (1) Die Grundvergütungen nach Abschnitt 5.5.1 erhöhen sich für den Stromanteil, der der Leistungszone bis einschließlich 10 MW zugeordnet wird und der in Kombination mit einer Wärmenutzung nach Anlage 4 des EEG erzeugt wird, um 3 ct/kWh bei Inbetriebnahme in 2009 (**Wärmenutzungsbonus**). Folgende Anforderungen müssen hierzu kumulativ eingehalten und dem Netzbetreiber mittels eines Gutachtens eines Umweltgutachters nachgewiesen werden:
- Mindestens 20 Prozent der verfügbaren Wärmeleistung müssen für die Nutzwärmebereitstellung ausgekoppelt werden.
 - Die Wärmenutzung muss nachweislich fossile Energieträger in einem mit dem Umfang der Wärmenutzung vergleichbaren Energieäquivalent ersetzen.
- (2) Die für die Gewährung des Bonus zulässigen und nicht zulässigen Wärmenutzungen sind in der Positivliste Nr. III bzw. der Negativliste Nr. IV der Anlage 4 zum EEG aufgeführt. Zulässige Wärmenutzungen sind
- die Beheizung, Warmwasseraufbereitung oder Kühlung von Gebäuden im Sinne von § 1 Abs. 1 Nr. 1 der Energieeinsparverordnung (EnEV) bis zu einem Wärmeeinsatz von 200 kWh pro m³ Nutzfläche und Jahr,
 - die Wärmeeinspeisung in ein Netz mit einer Länge von mindestens 400 Metern und mit Verlusten durch Wärmeverteilung und -übergabe, die unter 25 % des Nutzwärmebedarfs der Wärmekunden liegen, und
 - die Nutzung als Prozesswärme für industrielle Kunden 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, und die Herstellung von Holzpellets zur Nutzung als Brennstoff.

Nicht zulässige Wärmenutzungen sind:

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

- (3) Die Grundvergütungen nach Abschnitt 5.5.1 erhöhen sich für den Stromanteil, der der Leistungszone bis einschließlich 10 MW zugeordnet wird und der auch durch Nutzung petrothermaler Techniken erzeugt wird, um 4 ct/kWh bei Inbetriebnahme in 2009 (**Bonus für petrothermale Techniken**). Die Nutzung petrothermaler Techniken ist durch ein Sachverständigengutachten nachzuweisen.
- (4) Beide Vergütungsboni können kumulativ in Anspruch genommen werden.
- (5) Für die Inanspruchnahme des jeweiligen Vergütungsbonus müssen vom Anlagenbetreiber schriftliche Anträge beim Netzbetreiber eingereicht werden. Die Einhaltung der Anspruchsvoraussetzungen ist vom Anlagenbetreiber in nachvollziehbarer, schriftlicher Form eindeutig nachzuweisen.

5.5.3 Übergangsvorschriften für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.01.2009

- (1) Geothermieranlagen, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen wurden, haben zusätzlich zu den Vergütungsansprüchen nach EEG 2004 Anspruch auf den „Frühstarterbonus“ nach § 28 Abs. 1a EEG sowie bei Vorliegen der entsprechenden Voraussetzungen auf die Bonuszahlungen nach Abschnitt 5.5.2.

5.6 Vergütungsvorschriften für Windenergieanlagen an Land

5.6.1 Allgemeine Vergütungsvoraussetzungen

- (1) Gefördert werden Windenergieanlagen, die an ihrem Standort mindestens 60 % des anlagenspezifischen Referenzertrages erzielen können. Als Nachweis ist ein Gutachten gemäß Anlage 5 zum EEG vor Inbetriebnahme dem Netzbetreiber vorzulegen (§ 29 Abs. 3 EEG). Die Kosten des Sachverständigengutachtens für errichtete, in Betrieb genommene Anlagen, welches vom Anlagenbetreiber im Einvernehmen mit dem Netzbetreiber zu beauftragen ist, tragen Anlagenbetreiber sowie Netzbetreiber jeweils zur Hälfte. Die Kosten des Netzbetreibers sind nicht beeinflussbare Kosten im Sinne von § 11 Abs. 2 Nr. 1 der Anreizregulierungsverordnung (ARegV).
- (2) Bei Anlagen mit einer Leistung bis einschließlich 50 kW (§ 29 Abs. 3 EEG) entfällt die Nachweispflicht. Gleiches gilt bei Repowering-Anlagen (§ 30 EEG), wenn an dem selben Standort Anlagen ersetzt werden, für die bereits ein entsprechender Nachweis geführt worden ist (§ 30 Satz 2, 2. Halbsatz EEG).
- (3) Für Windenergieanlagen, die nach dem 31. März 2011 an das Mittel-, Hoch- oder Höchstspannungsnetz angeschlossen werden, gilt als weitere Vergütungsvoraussetzung die Erfüllung der Anforderungen der Systemdienstleistungsverordnung für Windenergieanlagen (SDLWindV, siehe Abschnitt 5.6.3) ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme.

5.6.2 Grund- und Anfangsvergütung

- (1) Die Vergütung für Strom aus Windenergieanlagen besteht aus einer Grundvergütung (§ 29 Abs. 1 EEG) und einer Anfangsvergütung (§ 29 Abs. 2 EEG). Die Anfangsvergütung wird in den ersten 5 Jahren nach Inbetriebnahme der Windenergieanlage gezahlt.
- (2) Für Windenergieanlagen, die in 2009 in Betrieb genommen wurden, beträgt
 - die Anfangsvergütung 9,20 ct/kWh
 - die Grundvergütung 5,02 ct/kWh
- (3) Die Vergütungssätze für in späteren Jahren in Betrieb genommene Anlagen unterliegen gemäß § 20 Abs. 2 Nr. 8 EEG einer Degression von 1 % bezogen auf den ungerundeten Vergütungssatz für im Vorjahr in Betrieb genommene Anlagen.

- (4) Der Zeitraum der Zahlung der Anfangsvergütung verlängert sich, wenn der real erzielte Ertrag in den ersten 5 Jahren nach Inbetriebnahme geringer ist als 150 % des anlagenspezifischen Referenzertrags.

Diese Frist verlängert sich um 2 Monate je 0,75 Prozent des Referenzertrages (R), um den der Ertrag (E) der Anlage in den ersten 5 Jahren nach Inbetriebnahme 150 % des Referenzertrages (R) unterschreitet.

$$\Delta = \left(1,5 - \frac{E}{R}\right) \times \frac{2 \text{ Monate}}{0,0075}$$

Gleichung 1: Berechnung des Verlängerungszeitraumes für Anlagen

Für Anlagen, die im Zeitraum vom 1. August 2004 bis 31. Dezember 2008 nach den Regelungen des § 10 Abs. 2 EEG 2004 (Repowering) in Betrieb genommen wurden, gilt abweichend von Gleichung 1:

$$\Delta = \left(1,5 - \frac{E}{R}\right) \times \frac{2 \text{ Monate}}{0,006}$$

Gleichung 2: Berechnung des Verlängerungszeitraumes für Repowering-Anlagen nach § 10 Abs. 2 EEG 2004

- (5) Der Verlängerungsanspruch (Δ) ist dem Netzbetreiber nach den Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 5, der Fördergesellschaft Windenergie und andere erneuerbare Energien e. V. (FGW) in der zum Zeitpunkt der Ermittlung des Verlängerungsanspruches geltenden Fassung und nach Maßgabe der Anlage 5 zum EEG nachzuweisen.

5.6.3 Systemdienstleistungs-Bonus

- (1) Erfüllen Windenergieanlagen, die vor dem 1. Januar 2014 in Betrieb genommen werden, ab ihrer Inbetriebnahme die Anforderungen der nach § 64 Abs. 1 Nr. 1 EEG erlassenen Verordnung (Systemdienstleistungs-Verordnung – SDLWindV – vom 3. Juli 2009 in der Fassung vom 13. April 2011), so erhalten sie zusätzlich zur Anfangsvergütung einen **Systemdienstleistungsbonus** (SDL-Bonus, § 29 Abs. 2 Satz 3 EEG). Windenergieanlagen, die nach dem 31. März 2011 an das Mittel-, Hoch- oder Höchstspannungsnetz angeschlossen werden, müssen die Anforderungen der SDLWindV erfüllen (vgl. Abschnitt 5.6.1). Für Strommengen, die bis zum Inkrafttreten der Verordnung am 11. Juli 2009 eingespeist wurden, konnte ein entsprechender Zu-

schlag noch nicht gezahlt bzw. verlangt werden, weil die in § 64 Abs. 1 Nr. 1 EEG skizzierten technischen Anforderungen mangels Verordnung noch nicht von Gesetzes wegen galten. Die Einhaltung der Netzanschlussbedingungen des Netzbetreibers und der anerkannten Regeln der Technik nach § 7 Abs. 2 EEG stellt keine Anspruchsgrundlage für den SDL-Bonus dar.

- (2) Für Strom aus Windenergieanlagen, welche im Zeitraum 1. Januar 2002 bis 31. Dezember 2008 in Betrieb genommen worden sind und die infolge einer **Nachrüstung** nach dem 11. Juli 2009 und vor dem 1. Januar 2011 erstmals die Anforderungen der SDLWindV einhalten, besteht für den Zeitraum von 5 Jahren Anspruch auf einen **erhöhten Systemdienstleistungsbonus** (SDL-Bonus) von 0,7 ct/kWh (§ 66 Abs. 1 Nr. 6 EEG i. V. mit § 5 SDLWindV). Auch für diese Anlagen gilt, dass der Bonus noch nicht gezahlt bzw. verlangt werden konnte, solange die in § 64 Abs. 1 Nr. 1 EEG skizzierten technischen Anforderungen mangels Verordnung nicht von Gesetzes wegen galten.
- (3) Die Einhaltung der technischen Anforderungen der SDLWindV ist gegeben, wenn nachweislich die BDEW-Richtlinien „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ /26/ bzw. „TransmissionCode 2007“ /30/ mit den in den Anlagen der SDLWindV gemachten Ergänzungen erfüllt werden. Der Nachweis ist durch Vorlage von Einheiten-zertifikaten nach dem Verfahren der BDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ /26/ sowie eines Gutachtens, welches von einem nach DIN EN 45011 akkreditierten Sachverständigen erstellt wurde, zu erbringen (vgl. auch FGW-Richtlinie Teil 8: „Zertifizierung der Elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz“).¹⁴

Tabelle 7: Systemdienstleistungsbonus bei Windenergieanlagen (onshore)

Bonus / Zuschlag u. gesetzl. Norm	Voraussetzungen	Höhe und Dauer der Zahlung (ggf. unterjährig ein- und aussetzend)
erhöhter SDL-Bonus für Bestandsanlagen	- Inbetriebnahme zw. 01.01.2002 und 31.12.2008	0,7 ct/kWh für 5 Jahre

¹⁴ Hinsichtlich der anzuwendenden Fristen für die Nachweiserbringung im Rahmen der SDLWindV wird auf den Hinweis der Clearingstelle EEG im Verfahren 2011/6 verweisen, der unter folgendem Link zur Verfügung steht: <http://www.clearingstelle-eeq.de/hinwv/2011/6>

§ 66 Abs. 1 Nr. 6 EEG	- Nachrüstung nach 11.07.2009 und vor 01.01.2011 und dadurch - erstmalige Erfüllung der Anforderungen der SDLWindV Erfüllung der Anforderungen erfolgt freiwillig.	
SDL-Bonus für "Übergangsanlagen" § 29 Abs. 2 Satz 3 EEG i. V. mit § 8 Abs. 1 SDLWindV	- Inbetriebnahme zw. 01.01.2009 und 31.03.2011 - Erfüllung der Anforderungen der SDLWindV ab Inbetriebnahme oder Nachrüstung Erfüllung der Anforderungen erfolgt freiwillig.	0,5 ct/kWh zusätzlich zur Anfangsvergütung; 5 Jahre, ggf. länger (vgl. Abschnitt 5.6.2)
SDL-Bonus für Neuanlagen § 29 Abs. 2 Satz 3 EEG i. V. mit § 2 Abs. 1 SDLWindV	- Inbetriebnahme zw. 01.04.2011 und 31.12.2013 - Erfüllung der Anforderungen der SDLWindV ab Inbetriebnahme Erfüllung der Anforderungen ist verpflichtend.	0,5 ct/kWh zusätzlich zur Anfangsvergütung; 5 Jahre, ggf. länger (vgl. Abschnitt 5.6.2)

5.6.4 Repowering-Zuschlag

- (1) Bei endgültigem Ersatz von bestehenden Windenergieanlagen im selben oder in einem angrenzenden Landkreis („**Repowering**“, § 30 EEG) erhöht sich die Anfangsvergütung der neuen Anlage um 0,5 ct/kWh. Dabei müssen die ersetzten Anlagen mindestens 10 Jahre in Betrieb gewesen sein und die Leistung der neuen Windenergieanlagen mindestens das Zweifache und maximal das Fünffache der ersetzten Anlagen betragen.
- (2) SDL-Bonus und Repowering-Zuschlag können bei Erfüllung der jeweiligen Voraussetzungen auch in Kombination miteinander in Anspruch genommen werden.

Tabelle 8: Repowering-Zuschlag bei Windenergieanlagen (onshore)

Bonus / Zuschlag u. gesetzl. Norm	Voraussetzungen	Höhe und Dauer der Zahlung (ggf. unterjährig ein- und aussetzend)
Repowering-Zuschlag für Neuanlagen § 30 EEG	- Inbetriebnahme ab 01.01.2009 - endgültiger Ersatz einer oder mehrerer bestehender Anlagen im selben oder in angrenzenden Landkreisen - mindestens 10 Jahre zwischen Inbetriebnahme der ersetzten und der ersetzenden Anlagen verstrichen - Leistung der neuen Anlagen mind. Zweifaches und max. Fünffaches der Leistung der ersetzten Anlagen	0,5 ct/kWh zusätzlich zur Anfangsvergütung; 5 Jahre, ggf. länger (vgl. Abschnitt 5.6.2)

5.6.5 Besondere Nachweispflichten bei Windenergieanlagen

Vor Inbetriebnahme:

- Referenzertragsgutachten gemäß Anlage 5 zum EEG zum Nachweis, dass die Anlage am vorgesehenen Standort mindestens 60 % des Referenzertrags erbringt (vgl. Abschnitt 5.6.1) (betrifft nicht Anlagen < 50 kW und Repowering-Anlagen am selben Standort, wen für die ersetzte Anlage bereits ein solches Gutachten erstellt worden ist)
- Bei Inbetriebnahme nach dem 31.03.2011: Vorlage Sachverständigengutachten (einschließlich Einheitszertifikat) zur Erfüllung der Anforderungen nach § 6 Nr. 2 EEG (vgl. Abschnitt 5.6.3) (betrifft nicht Anlagen mit Anschluss in Niederspannung)

Zum Ablauf von 5 Betriebsjahren zur Verlängerung der Anfangsvergütung:

- Nachweis des in den ersten 5 Jahren nach Inbetriebnahme real erzielten Ertrags entsprechend den Vorgaben nach Anlage 5 zum EEG (vgl. Abschnitt 5.6.2)

→ Weitere Informationen zu rechtlichen Fragestellungen zur Vergütung von Strom aus Windenergieanlagen stehen für BDEW-Mitglieder in der BDEW-Energie-Info „Fragen

und Antworten zum EEG 2009“, Ausgabe „Windenergie“, 2. Auflage vom 28. Februar 2010 /40/ zur Verfügung.

5.7 Vergütungsvorschriften für Offshore - Windenergieanlagen

- (1) Anlagenbetreiber können für den Betrieb von Offshore-Windenergieanlagen die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone oder das Küstenmeer unentgeltlich nutzen (§ 60 EEG).
- (2) Für Strom aus Offshore-Windenergieanlagen wird zwischen einer Grundvergütung (§ 31 Abs. 1 EEG) und einer Anfangsvergütung (§ 31 Abs. 2 EEG) unterschieden.
- (3) Die Anfangsvergütung wird in den ersten 12 Jahren nach Inbetriebnahme der Windenergieanlage gezahlt. Sie beträgt für Anlagen, die im Jahr 2009 in Betrieb genommen werden, 15 ct/kWh inklusive des „Schnellstarter-Bonus“ von 2 ct/kWh, der für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2016 gewährt wird (§ 31 Abs. 2 Satz 2 EEG).
- (4) Anlagen, die bis 31. Dezember 2014 in Betrieb genommen werden, erhalten ebenfalls 15 ct/kWh Anfangsvergütung, da in diesem Zeitraum keine Degression für Neuanlagen besteht. Erst bei Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2015 ist gegenüber den jeweils im Vorjahr in Betrieb genommenen Anlagen gemäß § 20 Abs. 2 Nr. 8 EEG ein um 5 % reduzierter Vergütungssatz zu zahlen.¹⁵
- (5) Der Zeitraum der Zahlung der Anfangsvergütung verlängert sich für Anlagen, die in einer Entfernung von mindestens 12 Seemeilen und in einer Wassertiefe von mindestens 20 Metern errichtet worden sind, um 0,5 Monate für jede über die 12 Seemeilen hinausgehende Seemeile Entfernung, und um 1,7 Monate für jeden zusätzlichen vollen Meter Wassertiefe (§ 31 Abs. 2 EEG).
- (6) Die Vergütungspflicht besteht nicht für Strom aus Offshore-Windenergieanlagen, deren Errichtung nach dem 31. Dezember 2004 in einem Gebiet genehmigt worden ist, das nach Bundesnaturschutzgesetz oder nach Landesrecht zu einem geschützten Teil von Natur und Landschaft erklärt worden ist. Gleiches gilt bis zur Unterschutzstellung auch für solche Gebiete, die das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit der Kommission der Europäischen Gemeinschaften als Gebiete von gemeinschaftlicher Bedeutung oder als Europäische Vogelschutzgebiete benannt hat (§ 31 Abs. 3 EEG).

¹⁵ Gemäß der Änderungen des EEG durch das Gesetz vom 21. Juli 2011 (Inkrafttreten zum 1. Januar 2012) wird die Degression für die Vergütungssätze von Offshore-Windenergieanlagen erst bei Inbetriebnahme der Anlagen ab dem Jahr 2017 einsetzen.

Tabelle 9: Mindestvergütungssätze für Offshore-Windenergieanlagen in ct/kWh

Inbetrieb- nahmejahr	Grundvergütung (ct/kWh) **	Anfangsvergütung (ct/kWh)	Dauer der Zahlung der An- fangsvergütung
2009	3,5	$13 + 2^* = 15$	grundsätzlich 12 Jahre; bei Anlagen, die in mind. 12 Seemeilen Entfernung und mind. 20 Metern Wassertiefe errichtet wurden: - zusätzlich 0,5 Monate je weitere Seemeile und - zusätzlich 1,7 Monate je zusätzlichem Meter Was- sertiefe
2010	3,5	$13 + 2^* = 15$	
2011	3,5	$13 + 2^* = 15$	
2012	3,5	$13 + 2^* = 15$	
2013	3,5	$13 + 2^* = 15$	
2014	3,5	$13 + 2^* = 15$	

*) „Schnellstarter-Bonus“ bei Inbetriebnahme vor 01.01.2016 (§ 31 Abs. 2 Satz 2 EEG)

**) Die Grundvergütung ist erst nach Ablauf des Zeitraums der Zahlung der Anfangsvergütung zu zahlen

5.8 Vergütungsvorschriften für Photovoltaikanlagen

5.8.1 Allgemeines

Aus solarer Strahlungsenergie kann entweder direkt mit Photovoltaik (PV)-Modulen oder indirekt über solarthermische Prozesse elektrische Energie erzeugt werden. Aufgrund des weit überwiegenden Einsatzes von PV-Modulen in Deutschland beschränken sich die Ausführungen in diesem Abschnitt auf diese Technik, wenngleich auch Strom aus Solarthermie nach dem EEG vergütet werden kann.

5.8.2 Anlagenbegriff und Zusammenfassung von Anlagen

- (1) Grundsätzlich ist jedes PV-Modul als separate Anlage im Sinne des § 3 Nr. 1 EEG anzusehen. Aus diesem Grund müssen die Vorgaben des aktuellen § 6 Nr. 1 EEG nicht auf PV-Anlagen angewendet werden (vgl. Abschnitt 1.2). Die installierte elektrische Wirkleistung P_{Inst} ist die installierte Modulleistung einer Anlage in kWp.
- (2) Mehrere PV-Module, die sich auf demselben Grundstück oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden und innerhalb von 12 Kalendermonaten in Betrieb gesetzt worden sind, werden zum Zweck der Ermittlung der Vergütung für die jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Module zusammengefasst (§ 19 Abs. 1 EEG); vgl. auch Abschnitt 5.1.6.
- (3) Für Module, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind, gilt hinsichtlich der Zusammenfassung zum Zwecke der Vergütung anstelle des § 19 Abs. 1 EEG 2009 der § 11 Abs. 6 EEG 2004. Danach werden sie mit älteren Modulen leistungsmäßig zusammengefasst, wenn sie innerhalb von 6 Kalendermonaten an oder auf demselben Gebäude in Betrieb genommen wurden.
- (4) Wurden Solarstrommodule auf demselben Dach eines Gebäudes über den Jahreswechsel 2008/2009 in Betrieb genommen, erhalten die Module, die noch im Jahr 2008 in Betrieb genommen worden sind, die Vergütung für das Jahr 2008. Für die im Jahr 2009 in Betrieb genommenen Module dürfen dagegen nur die Vergütungssätze des EEG 2009 gewährt werden. Hinsichtlich der leistungsmäßigen Zusammenfassung gelten für die im Jahr 2009 in Betrieb genommenen Module die Vorschriften des § 19 Abs. 1 EEG (vgl. Abschnitt 5.1.6 Absatz (4)). Letztere Module müssen dann auch gemäß den nachstehenden Ausführungen bei der Bundesnetzagentur gemeldet werden, damit der Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber eine EEG-Einspeisungsvergütung für diese Module verlangen kann. Die Zusammenfassung der

Module nach § 11 Abs. 6 EEG 2004 bzw. § 19 Abs. 1 EEG 2009 wirkt sich hier somit nur hinsichtlich der Gesamtleistung der Anlage auf die Einspeisungsvergütung aus, nicht hinsichtlich des Inbetriebnahmejahres der einzelnen Module (siehe auch /46/). Zur Bestimmung des Inbetriebnahmejahres siehe Abschnitt 5.1.4.

5.8.3 Vergütungsvoraussetzungen und Vergütungssätze

- (1) Die Vergütungsverpflichtung des Netzbetreibers für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die ab dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen werden, besteht nur, wenn der Anlagenbetreiber den Standort und die Leistung der Anlage der BNetzA gemeldet hat (§ 16 Abs. 2 Satz 2 EEG). Seit April 2011 ist die Meldung ausschließlich über ein Meldeportal der BNetzA möglich. Dadurch sollen die Arbeitsabläufe bei der BNetzA, insbesondere die durch diese praktizierten Registrierungsbestätigungen beschleunigt werden. Informationen stehen unter www.bundesnetzagentur.de => Sachgebiete => Elektrizität/Gas => Anzeigen/Mitteilungen => Meldung Photovoltaikanlagen bereit.
- (2) Der Anlagenbetreiber hat gegenüber dem Netzbetreiber nachzuweisen, dass er die Meldung an die BNetzA vorgenommen hat. Netzbetreibern wird empfohlen, sich vom Anlagenbetreiber als Nachweis eine Kopie der Meldung an die BNetzA aushändigen zu lassen.
- (3) Die Vergütungsregelungen für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie werden im EEG 2009 in zwei getrennten Paragraphen beschrieben. § 33 EEG betrifft Anlagen, die ausschließlich an oder auf Gebäuden oder einer Lärmschutzwand angebracht sind. § 32 EEG enthält die Regelungen für alle sonstigen, nach dem EEG vergütungsfähigen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie.

5.8.3.1 Vergütung von Strom aus Anlagen, die nicht ausschließlich an oder auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden angebracht sind (§ 32 EEG)

- (1) Für Anlagen, die nicht an oder auf einer baulichen Anlage angebracht sind, oder an oder auf einer baulichen Anlage angebracht sind, die vorrangig zur Solarstromerzeugung errichtet worden ist, besteht eine Vergütungspflicht nur, wenn die Anlage im Geltungsbereich eines Bebauungsplanes (§ 30 BauGB) oder auf einer Fläche, für die ein Verfahren nach § 38 BauGB durchgeführt worden ist, errichtet worden ist (§ 32 Abs. 2 EEG).

- (2) Wurde der Bebauungsplan zumindest auch zum Zweck der solaren Stromerzeugung nach dem 1. September 2003 aufgestellt oder geändert, besteht die Vergütungspflicht des Netzbetreibers außerdem nur, wenn sich die Anlage
- auf Flächen befindet, die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplanes bereits versiegelt waren,
 - auf Konversionsflächen aus wirtschaftlicher, verkehrlicher, wohnungsbaulicher oder militärischer Nutzung befindet,
 - auf Grünflächen befindet, die zur Errichtung dieser Anlage in einem vor dem 25. März 2010 beschlossenen Bebauungsplan ausgewiesen sind und zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplanes in den drei vorangegangenen Jahren als Ackerland genutzt wurden, und die Anlage vor dem 1. Januar 2011 in Betrieb genommen wurde oder
 - auf Flächen befindet, die längs von Autobahnen oder Schienenwegen liegen, und sie in einer Entfernung bis zu 110 m, gemessen vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn, errichtet wurde (§ 32 Abs. 3 EEG).

Die Nachweisführung obliegt dem Anlagenbetreiber.

- (3) Erfüllt die Anlage die Voraussetzungen der Absätze (1) und – soweit erforderlich - (2), so hat der Anlagenbetreiber ab Inbetriebnahme der Anlage unabhängig von der installierten elektrischen Wirkleistung der Anlage Anspruch auf die Grundvergütung nach § 32 Abs. 1 EEG.

5.8.3.2 Vergütung von Strom aus Anlagen an oder auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden (§ 33 EEG) („Gebäudeanlagen“)

- (1) Anlagen, die ausschließlich an oder auf einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand befestigt sind („Gebäudeanlagen“), erhalten eine Vergütung nach § 33 Abs. 1 EEG. Die Vergütung des Stromes erfolgt in Abhängigkeit von der installierten elektrischen Wirkleistung der Module in kWp und vom Inbetriebnahmezeitpunkt (vgl. Abschnitt 5.8.4). Die Vergütungssätze für Anlagen, die in 2009, 2010 bzw. 2011 in Betrieb genommen wurden bzw. werden, sind in Tabelle 10 angegeben.

Tabelle 10: Vergütungssätze für PV-Gebäudeanlagen mit Inbetriebnahme (IB) in 2009, 2010 bzw. 2011

Leistungs- bereich	Vergütungssätze in ct/kWh bei Inbetriebnahme ...				
	in 2009	im Jan. bis Juni 2010	im Juli bis Sept. 2010	im Okt. bis Dez. 2010	in 2011 ¹⁾
≤ 30 kWp	43,01	39,14	34,05	33,03	28,74
> 30 kWp bis ≤ 100 kWp	40,91	37,23	32,39	31,42	27,33
> 100 kWp bis ≤ 1 MWp	39,58	35,23	30,65	29,73	25,86
> 1 MWp	33,00	29,37	25,55	24,79	21,56

1) Gemäß Veröffentlichung der BNetzA vom 16. Juni 2011 wird die weitere Degressionsstufe, die aufgrund von Art. 1 des Europarechtsanpassungsgesetzes Erneuerbare Energien (EAG EE) für Freiflächenanlagen mit Inbetriebnahme ab 1. September 2011 und für Gebäudeanlagen mit Inbetriebnahme ab 1. Juli 2011 vorgesehen war (§ 20 Abs. 3 und 4 EEG), nicht innerhalb des Jahres 2011 eintreten, da die für das Einsetzen der Degression erforderlichen Neuansmeldungen von Solarstromanlagen nicht erreicht worden sind¹⁶.

- (2) Gebäude im obigen Sinne sind ausweislich des § 33 Abs. 3 EEG „selbständig benutzbare, überdeckte bauliche Anlagen, die von Menschen betreten werden können und vorrangig dazu bestimmt sind, dem Schutz von Menschen, Tieren oder Sachen zu dienen“. Liegt kein Gebäude im Sinne von § 33 Abs. 3 EEG vor, kommt – außer bei Errichtung auf Lärmschutzwänden – nur eine Vergütung nach § 32 EEG in Frage.

5.8.3.3 Vergütung für Strom bei Eigenverbrauch (§ 33 Abs. 2 EEG)

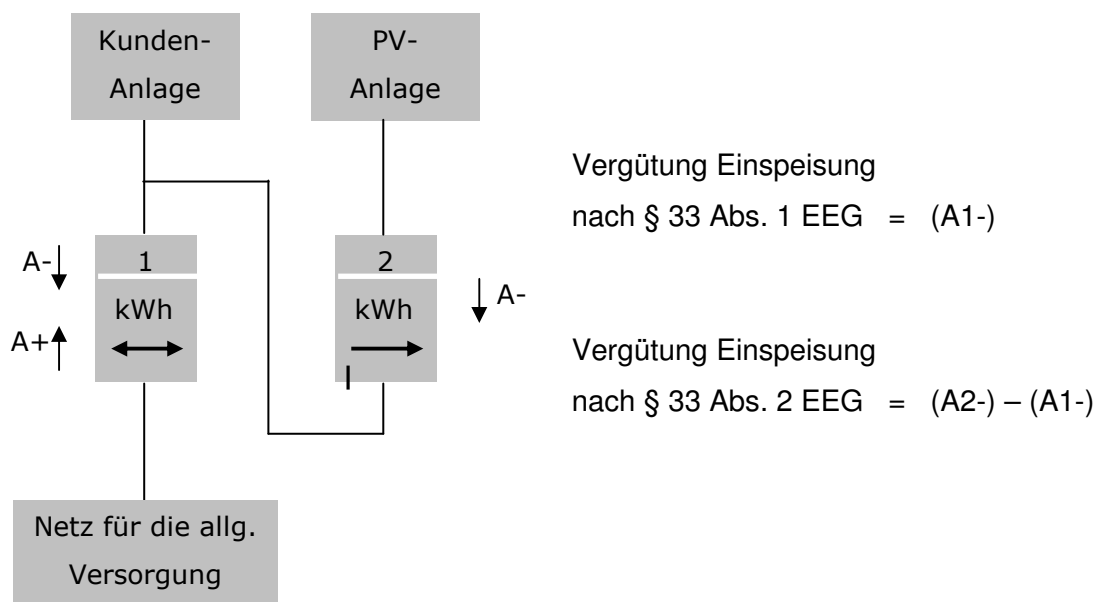
- (1) Wird der Strom aus Gebäudeanlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 30 kWp (Inbetriebnahme 1. Januar 2009 bis 30. Juni 2010) bzw. bis einschließlich 500 kWp (Inbetriebnahme 1. Juli 2010 bis 31. Dezember 2011) durch den Anlagenbetreiber oder Dritte in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage, d.h. in der Regel in seiner Kundenanlage, selbst verbraucht, so kann der Anlagenbetreiber gegen-

¹⁶

Vgl. :

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGe/setz/VerguetungssaetzePVAnlagen/VerguetungssaetzePhotovoltaik_Basepage.html?nn=135464

- über dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, einen Anspruch auf Vergütungszahlung nach § 33 Abs. 2 EEG geltend machen.
- (2) Bei Anlagen bis 30 kWp, die in 2009 in Betrieb genommen wurden, beträgt die Vergütung für diesen selbst verbrauchten Strom 25,01 ct/kWh. Bei Anlagen bis 30 kWp, die in Januar bis Juni 2010 in Betrieb genommen wurden, beträgt die Vergütung für den selbst verbrauchten Strom 22,76 ct/kWh.
 - (3) Für selbst verbrauchten Strom aus Anlagen bis 30 kWp, die vor 2009 in Betrieb genommen wurden, besteht kein Anspruch auf Vergütung nach § 33 Abs. 2 EEG, da § 33 Abs. 2 EEG für diese Anlagen noch nicht galt.
 - (4) Bei Anlagen bis 500 kWp, die ab Juli 2010 in Betrieb genommen werden, wird der selbst verbrauchte Strom in Abhängigkeit seines Anteils an der gesamten Stromerzeugung der betreffenden Photovoltaikanlage im betreffenden Kalenderjahr vergütet. Für den Eigenverbrauchsanteil bis zu 30 % der gesamten Stromerzeugung verringern sich die Vergütungssätze nach § 33 Abs. 1 EEG um 16,38 ct/kWh, für den darüber hinausgehenden Eigenverbrauchsanteil um 12,00 ct/kWh.
 - (5) Der Anlagenbetreiber muss den Umfang des selbst verbrauchten Stroms gegenüber dem Netzbetreiber nachweisen, um die Vergütung nach § 33 Abs. 2 EEG in Anspruch nehmen zu können. Dazu muss die selbst verbrauchte Strommenge messtechnisch korrekt erfasst werden. Dies wird erreicht, indem die in der Anlage erzeugte Strommenge, die Stromentnahme aus dem Netz des Netzbetreibers sowie die Stromeinspeisung in das Netz des Netzbetreibers (Zweirichtungsmessung) gemessen werden. Die erforderliche Anordnung der Zähler ist in Abbildung 6 dargestellt. Diese entspricht der Anordnung bei kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe (vgl. Abschnitt 4.2, Abbildung 2). Die konkreten technischen Anforderungen an Mess- und Steuereinrichtungen sind in der vom BDEW veröffentlichten „Ergänzung zu den TAB 2007“ /24/ enthalten.
 - (6) Weitere Besonderheiten zur Messkonstellation sind zu beachten, wenn am selben Netzanschlusspunkt weitere dezentrale Erzeugungsanlagen (z.B. KWK-G-Anlagen) angeschlossen sind; siehe hierzu Abschnitt 1.5.



**Abbildung 6: Zähleranordnung bei Eigenverbrauch von Strom aus PV-Anlagen
(§ 33 Abs. 2 EEG)**

- (7) Der PV-Zähler ist mit Rücklaufsperrung auszustatten, da der Strombezug der PV-Anlage von der erzeugten Energie nicht in Abzug gebracht werden darf. Der Strombezug der PV-Anlage wird bereits vom Hauptzähler (A1+) erfasst.
- (8) Die selbst verbrauchte und nach § 33 Abs. 2 EEG zu vergütende Strommenge errechnet sich aus der von der Anlage erzeugten Strommenge (gemessen an Zähler A2-) abzüglich der in das öffentliche Netz eingespeisten Strommenge (A1-). Der Anteil des erzeugten Stromes, der physikalisch in das Netz des Netzbetreibers eingespeist wird (A1-), ist nach den Regelungen des § 33 Abs. 1 EEG zu vergüten.
- (9) Für den nach § 33 Abs. 2 EEG durch den Anlagenbetreiber oder Dritte verbrauchten Strom besteht kein Anspruch auf Entgelt für dezentrale Einspeisung (vermiedene Netzentgelte), da keine Einspeisung in ein Netz für die allgemeine Versorgung erfolgt. Dies wäre jedoch nach § 18 Abs. 1 StromNEV Voraussetzung für den Anspruch auf ein Entgelt für dezentrale Einspeisung.
- (10) Aus umsatzsteuerlichen Gründen ist der Eigenverbrauch zunächst als eine Lieferung des Anlagenbetreibers an den Netzbetreiber zum Vergütungssatz nach § 33 Abs. 1 EEG mit anschließender (Rück-)Lieferung des Netzbetreibers an den Anlagenbetreiber zu betrachten (vgl. BMF-Schreiben IV B 8 - S 7124/07/10002 vom 01.04.2009). Die Umsatzsteuer und die Vorsteuer sind getrennt auszuweisen. Die Bemessungsgrundlage für die (Rück-)Lieferung des Netzbetreibers an den Anlagenbetreiber er-

folgt zum Differenzbetrag der Vergütungssätze nach § 33 Abs. 1 und § 33 Abs. 2 EEG. Gleiches gilt auch für die Lieferung des avNB an den rÜNB.

5.8.4 Degression

- (1) Die Vergütungssätze für nach dem Jahr 2009 in Betrieb genommene Anlagen unterliegen einer Degression. Die Degressionssätze für Solarstromanlagen richten sich nach § 20 Abs. 2 Nr. 8 und Abs. 3 EEG. Im Jahr 2010 wurden zusätzlich zu der kalenderjährlichen Degression zwei unterjährige Absenkungen der Vergütung für ab dem 1. Juli bzw. ab dem 1. Oktober 2010 neu in Betrieb genommene Anlagen vorgenommen (§ 20 Abs. 4 EEG). Für Anlagen der Inbetriebnahmejahre 2010 und 2011 ergeben sich folgende Degressions- und Vergütungssätze:

Tabelle 11: Degressionssätze und resultierende Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen

Anlage	Standort bzw. Leistungsbereich	Degression gegenüber vorheriger Inbetriebnahme und resultierende Vergütungssätze für Anlagen mit Inbetriebnahme ab ...			
		1. Jan. 2010	1. Juli 2010	1. Okt. 2010	1. Jan. 2011
Freiflächenanlagen	Konversionsflächen	11 % 28,43 ct/kWh	8 % ¹⁾ 26,15 ct/kWh	3 % 25,37 ct/kWh	13 % ³⁾ 22,07 ct/kWh
	Ackerflächen	11 % 28,43 ct/kWh	--- ¹⁾²⁾	--- ¹⁾²⁾	---
	sonstige Freiflächen	11 % 28,43 ct/kWh	12 % ¹⁾ 25,02 ct/kWh	3 % ¹⁾ 24,26 ct/kWh	13 % ³⁾ 21,11 ct/kWh
Gebäudeanlagen	≤ 30 kWp	9 % 39,14 ct/kWh	13 % 34,05 ct/kWh	3 % 33,03 ct/kWh	13 % ³⁾ 28,74 ct/kWh
	30-100 kWp	9 % 37,23 ct/kWh	13 % 32,39 ct/kWh	3 % 31,42 ct/kWh	13 % ³⁾ 27,33 ct/kWh
	100-1000 kWp	11 % 35,23 ct/kWh	13 % 30,65 ct/kWh	3 % 29,73 ct/kWh	13 % ³⁾ 25,86 ct/kWh
	> 1000 kWp	11 % 29,37 ct/kWh	13 % 25,55 ct/kWh	3 % 24,79 ct/kWh	13 % ³⁾ 21,56 ct/kWh

1) Für Freiflächenanlagen, die im Geltungsbereich eines vor dem 25. März 2010 beschlossenen Bebauungsplans errichtet und vor dem 1. Januar 2011 in Betrieb genommen wurden, gelten dieselben Vergütungssätze wie für Anlagen mit Inbetriebnahme ab 1. Januar 2010 (vgl. Abschnitt 5.8.3.1)

2) Für Anlagen auf Ackerflächen nach § 33 Abs. 3 Satz 1 Nr. 3 EEG 2010 besteht bei Inbetriebnahme ab 1. Juli 2010 bis 31. Dezember 2010 nur unter den in Nr. 1) genannten Bedingungen ein Vergütungsanspruch.

3) Die endgültigen Degressions- und Vergütungssätze für Anlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2011 wurden am 22. Oktober 2010 durch die Bundesnetzagentur veröffentlicht. Gemäß Veröffentlichung der BNetzA vom 16. Juni 2011 wird die weitere Degressionsstufe, die aufgrund von Art. 1 des Europarechtsanpassungsgesetzes Erneuerbare Energien (EAG EE) für Freiflächenanlagen mit Inbetriebnahme ab 1. September 2011 und für Gebäudeanlagen mit Inbetriebnahme ab 1. Juli 2011 vorgesehen war (§ 20 Abs. 3 und 4 EEG), nicht innerhalb des Jahres 2011 eintreten, da die für das Einsetzen der Degression erforderlichen Neuanmeldungen von Solarstromanlagen nicht erreicht worden sind¹⁷.

- (2) Gemäß § 20 Abs. 3 EEG wird die Höhe der Degression in Abhängigkeit von der Gesamtleistung der bei der Bundesnetzagentur innerhalb bestimmter Zeitfenster gemeldeten Anlagen angepasst. Die für die im Folgejahr in Betrieb genommenen Anlagen geltenden Degressionssätze und die daraus resultierenden Vergütungssätze werden zum 31. Oktober eines Jahres im Bundesanzeiger veröffentlicht (§ 20 Abs. 3 EEG). Die jeweils maßgeblichen Vergütungssätze werden darüber hinaus von der Bundesnetzagentur auf ihrer Internetseite unter folgendem Link veröffentlicht:

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/VerguetungssaetzePVAnlagen/VerguetungssaetzePhotovoltaik_Basepage.html?nn=135464

5.8.5 Besondere Nachweispflichten für PV-Anlagen

Alle PV-Anlagen:

- Meldung der Anlage an die Bundesnetzagentur (§ 16 Abs. 2 Satz 2 EEG)

Anlagen nach § 32 EEG:

- Nachweis der Anbringung an oder auf einer baulichen Anlage und eines anderen vorrangigen Nutzungszwecks der baulichen Anlage als für die Solarstromerzeugung (§ 32 Abs. 2 EEG)
- oder
- Kopie des Bebauungsplans oder vgl. Nachweis, dass ein Verfahren nach § 38 BauGB durchgeführt worden ist (§ 32 Abs. 2 EEG) sowie ggf.
- Nachweis über die vorherige Flächennutzung oder die konkrete Belegenheit auf einer der in § 32 Abs. 3 EEG genannten Flächen

17

Vgl. :

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGe

Anlagen ausschließlich an oder auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden:

- Nachweis über Anbringungsart und -ort der Module (§ 33 Abs. 1 EEG)
- Nachweis der Eigenschaften des Gebäudes (selbständige Benutzbarkeit, Überdeckung, Begehbarkeit und vorrangiger Nutzungszweck i.S.v. § 33 Abs. 3 EEG)

→ Weitere Informationen zu rechtlichen Fragestellungen zur Vergütung von Strom aus Photovoltaikanlagen stehen für BDEW-Mitglieder in der Energie-Info „Fragen und Antworten zum EEG 2009 – Solarstrom“, 2. Auflage vom 28. Februar 2010 /41/ zur Verfügung.

6 Direktvermarktung

6.1 Gesetzliche Regelung

- (1) Gemäß § 17 EEG können Anlagenbetreiber den in ihren Anlagen erzeugten Strom kalendermonatlich an Dritte veräußern, wenn sie dies dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats angezeigt haben (vgl. Abschnitt 6.2).
- (2) Neben der vollständigen Direktvermarktung kann auch ein bestimmter Prozentsatz des in der Anlage erzeugten Stroms kalendermonatlich an Dritte veräußert werden. Hierbei gilt ebenfalls erstgenannte Voranmeldefrist. Darüber hinaus muss der angegebene Prozentsatz nachweislich jederzeit eingehalten werden. Das bedeutet, dass der erzeugte Strom zu jedem Zeitpunkt des Monats nach den festgelegten Anteilen auf Bilanzkreise aufgeteilt und diesen zugeordnet sein muss. Die Nachweisführung kann über eine registrierende Leistungsmessung erfolgen.
- (3) Der Vergütungsanspruch gemäß § 16 EEG besteht ausschließlich für den Anteil des Stroms, der nicht direkt vermarktet wird.
- (4) Eine erneute Geltendmachung des Vergütungsanspruches gemäß § 16 EEG ist unter der Voraussetzung der Anzeige beim Netzbetreiber vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats möglich (vgl. Abschnitt 6.2). Die Anlage bleibt bis zur Vorlage dieser Anzeige mit dem festgelegten Anteil in der Direktvermarktung.
- (5) Die Dauer, für die das EEG gemäß § 21 Abs. 2 den Vergütungsanspruch für eine Anlage insgesamt zusichert, verlängert sich nicht um die Zeiträume, in denen der erzeugte Strom direkt vermarktet wird.
- (6) Für die Strommengen, die nicht direkt vermarktet werden, ist nach überwiegender Auffassung im BDEW-Fachausschuss „Recht Erneuerbare Energien“ die **für die Ermittlung der EEG-Vergütung relevante Leistung** („Bemessungsleistung“) auf Grundlage des **gesamten** in dem betreffenden Kalenderjahr eingespeisten Stroms zu berechnen (vgl. Abschnitt 5.1.5). Somit wird auch die direkt vermarktete Strommenge berücksichtigt. Die Zeiträume der Direktvermarktung sind gemäß § 17 Abs. 1 Satz 3 EEG ebenfalls zu berücksichtigen.
- (7) Die **vermiedenen Netzentgelte** gemäß § 18 StromNEV werden für den direkt vermarkteten Anteil des erzeugten Stroms durch den aufnehmenden Netzbetreiber an

den Anlagenbetreiber ausgezahlt. Die vermiedenen Netzentgelte für weiterhin nach § 16 EEG vergüteten Strom werden, wie bisher, bei der Weiterberechnung der tatsächlich an den Anlagenbetreiber ausgezahlten Vergütung an den ÜNB in Abzug gebracht (§ 35 Abs. 2 EEG). Für die Berechnung der vermiedenen Netzentgelte wird auf den entsprechenden Leitfa den /52/ sowie auf das Beiblatt zum Leitfa den für den Fall der Direktvermarktung /53/ verwiesen.

6.2 Abwicklung zwischen Anlagenbetreiber und avNB

- (1) Um eine Berücksichtigung der Direktvermarktung im gesamten EEG-Prozess zu ermöglichen, sind Angaben vom Anlagenbetreiber an den avNB erforderlich, die eine eindeutige Identifizierung der Anlage ermöglichen (siehe Abschnitt 8.2). Diese sind gemäß § 17 Abs. 1 EEG vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats dem Netzbetreiber zu melden. Zusätzlich zu den Identifikationsdaten sind folgende Angaben erforderlich:
 - Beginn der Direktvermarktung (immer der erste Kalendertag eines Monats)
 - Prozentsatz, zu dem der erzeugte Strom direkt vermarktet wird (im Fall des § 17 Abs. 1 EEG: 100 %)
 - Name, Sitz und Marktpartner-ID¹⁸ des stromaufnehmenden Lieferanten¹⁹
 - Bilanzkreis (EIC) für direkt vermarkteten Strom zwecks Zuordnung des Zählpunktes inkl. Zuordnungsermächtigung vom Bilanzkreisverantwortlichen (BKV)
- (2) Eine Änderung des Prozentsatzes der Direktvermarktung, des Bilanzkreises oder des den direkt vermarkteten Strom aufnehmenden Lieferanten, dem der direkt vermarktete Strom zugeordnet wird, ist ebenfalls vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats dem Netzbetreiber unter Angabe der entsprechenden Daten mitzuteilen:
 - Beginn der Geltung des veränderten Prozentsatzes der Direktvermarktung (immer der erste Kalendertag eines Monats)
 - neuer Prozentsatz
 - Marktpartner-ID des betreffenden Lieferanten

¹⁸ ILN oder BDEW-Codenummer

¹⁹ gem. GPKE wird der Stromhändler in seiner „Rolle“ als stromaufnehmender Lieferant über eine Marktpartner ID identifiziert.

- betreffender Bilanzkreis (EIC)

Dabei ist sicherzustellen, dass anhand der Meldung eine eindeutige Identifizierung der Anlage möglich ist.

- (3) Zur erneuten vollständigen Geltendmachung des Vergütungsanspruchs nach EEG (Beendigung der Direktvermarktung) ist gemäß § 17 Abs. 3 EEG ebenfalls eine Meldung des Anlagenbetreibers an den Netzbetreiber vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats erforderlich. Auch diese Meldung muss eine eindeutige Identifizierung der Anlage ermöglichen. Analog zur Meldung zum Beginn der Direktvermarktung ist folgende Angabe erforderlich:

- Beginn der erneuten Geltendmachung des Vergütungsanspruchs nach EEG (immer der erste Kalendertag eines Monats)

6.3 Abwicklung beim avNB

Die nach § 17 EEG direkt vermarkteten Strommengen werden auch für die Vergütungsberechnung der nach EEG vergüteten Strommengen und die Ermittlung der vermiedenen Netzentgelte benötigt. Dies ist spätestens im Rahmen der EEG-Jahresabrechnung zu berücksichtigen (vgl. Abschnitt 7.5.1).

6.4 Abwicklung zwischen stromaufnehmendem Lieferant/BKV und avNB

Hinsichtlich der Abwicklung der für die Direktvermarktung erforderlichen Meldungen zwischen Lieferant / BKV und avNB sind die Festlegungen der Bundesnetzagentur zu den Rahmenprozessen zur Bilanzkreisabrechnung (BK6-07-002) /13/ sowie die Vorgaben der GPKE (BK6-06-009) /12/ zu berücksichtigen.

6.5 Abwicklung zwischen avNB und rÜNB

- (1) Der avNB gibt die Angaben zur Direktvermarktung für jede Anlage in seinem Netzgebiet an den rÜNB weiter.
- (2) Bei den im EEG-Prozess erforderlichen Prognosemitteilungen vom avNB an den rÜNB sind die erwarteten direkt vermarkteten Strommengen entsprechend den Vorgaben des jeweiligen rÜNB zu berücksichtigen.

7 Ausgleichsmechanismus und Jahresabrechnung

Der bis zum 31. Dezember 2009 gültige EEG-Ausgleichsmechanismus wird in der Umsetzungshilfe zum EEG 2009, Version 1.1 vom 1. Dezember 2009 /55/ beschrieben.

Die nachfolgende Abbildung gibt den vollständigen EEG-Ausgleichsprozess ab 1. Januar 2010 schematisch wieder.

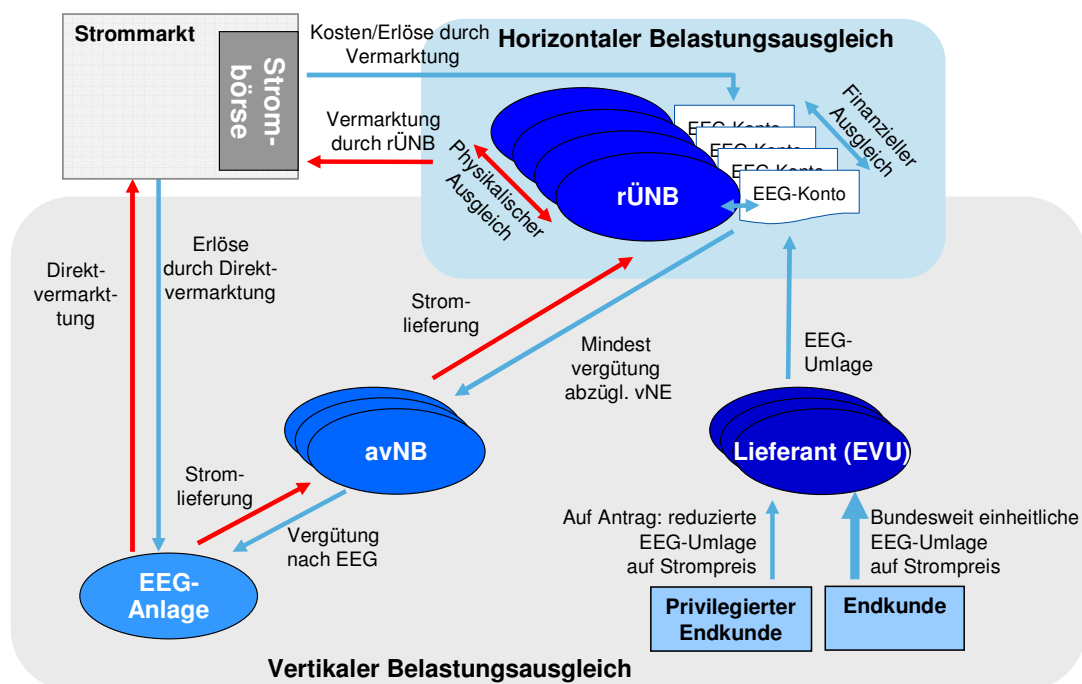


Abbildung 7: EEG-Ausgleichsmechanismus ab Januar 2010

7.1 Der EEG-Aufnahmeprozess

- (1) Der unterjährige Ausgleichsmechanismus beginnt mit dem EEG-Aufnahmeprozess. Dieser gliedert sich nach dem EEG 2009 in zwei Teile:
 1. Die Aufnahme der Energiemengen nach dem EEG durch den avNB gegen Vergütung derselben (§§ 8, 16 EEG 2009).
 2. Die unverzügliche Lieferung der durch den avNB aufgenommenen Strommengen von diesem an den rÜNB gegen Vergütung derselben (§§ 34, 35 EEG 2009).

- (2) An diesen zwei Schritten orientiert sich die nachfolgende Beschreibung. Diese stellt den Zielzustand dar, der in der Abwicklung in den einzelnen Regelzonen erreicht werden soll. Dabei werden Veränderungen zu den bisherigen Prozessen rechtzeitig durch die rÜNB angekündigt.

7.1.1 Aufnahme der EEG-Einspeisung durch den avNB

- (1) Die Aufnahme der Strommengen durch den avNB erfolgt durch Zuordnung der Zählpunkte und Energiemengen zu einem von ihm benannten Bilanzkreis (BK).
- (2) Netzbetreiber mit mehr als 100.000 Kunden haben hierzu gemäß § 11 der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) einen eigenen gesonderten EEG-Bilanzkreis je Bilanzierungsgebiet zu führen.
- (3) Im Rahmen der Konsultation der „Rahmenprozesse zur Bilanzkreisabrechnung“ (BK6-07-002) /13/ hat die Bundesnetzagentur erkennen lassen, dass auch Netzbetreiber, die nicht unter § 11 StromNZV fallen, die Energiemengen zunächst in einen BK aufnehmen müssen, der auch der Zuordnung von Restmengen in der Bilanzierung dient. Die Aufnahme der EEG-Mengen erfolgt bilanzierungsgebietsscharf, um die notwendige Transparenz in der Abwicklung mit dem rÜNB zu erhalten und ein einfaches Datenclearing auf Ebene der Bilanzierungsgebiete zu ermöglichen. Außerdem ist dadurch sicher gestellt, dass Veränderungen in der Netzbetreiberverantwortlichkeit (z. B. bei Verpachtung von Netzgebieten) auf die EEG-Abwicklung und die Erfassung von EEG-Mengen über den rund zweijährigen Gesamtabwicklungszeitraum weitestgehend ohne Einfluss bleiben.
- (4) Daher muss auch der nicht unter § 11 StromNZV fallende avNB je Bilanzierungsgebiet einen Bilanzkreis unterhalten, der (auch) die EEG-Mengen aufnimmt. Diesen kann er als direkt durch den ÜNB in seiner Rolle als Bilanzkoordinator (BIKO) abzurechnenden Hauptbilanzkreis oder auch als Unterbilanzkreis²⁰ zu dem die Restmengen aufnehmenden Bilanzkreis führen bzw. führen lassen. Durch die Führung als Unterbilanzkreis tritt die wirtschaftliche Wirkung möglicher Abweichungen des Unterbilanzkreises allein im führenden Bilanzkreis ein.
- (5) Die Zuordnung von EEG-Einspeisungen in unterlagerte Netze direkt zu einem ÜNB-Bilanzkreis wird durch die Einrichtung der EEG-(Unter-)Bilanzkreise des avNB ersetzt und zukünftig nicht mehr möglich sein, da dies gegen die nunmehr eindeutige Wer-

²⁰ in der Regelzone EnBW TNG Führung als Bilanzkonto

tung des EEG 2009 hin zu einem zweistufig ausgestalteten Aufnahmeprozess verstoßen würde.

- (6) Die Zuordnung der Einspeisungen der EEG-Anlagen zu dem aufnehmenden BK erfolgt durch den avNB energieartenscharf und sortenrein²¹ durch Verwendung der 21 Zeitreihentypen, die von der BNetzA in der Mitteilung Nr. 5 zur Festlegung BK6-07-002 „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS)“ /14/ veröffentlicht wurden (vgl. Anhang 1 sowie Abbildung 8). Unterschieden werden
 - a. EEG-Strommengen aus EEG-Anlagen mit registrierender ¼-h-Lastgangzählung
 - b. EEG-Strommengen aus Erzeugungsanlagen ohne ¼-Lastgangzählung
 - i. mittels eines synthetischen Einspeiseprofiles (SEP) oder
 - ii. mittels eines tagesparameterabhängigen (TEP) Einspeiseprofiles.

Ein SEP ist durch den avNB entsprechend branchenüblicher Verfahren (z. B. gemäß Beschreibung in BDEW-Handlungsempfehlung „EEG/KWKG-Einspeisepprofile“ /50/) mit dem Ziel der möglichst realitätsnahen Abbildung des tatsächlichen Lastgangs zu ermitteln.
- (7) Diese Einspeisezeitreihen werden im Rahmen der Energiemengenbilanzierung an den BIKO (rÜNB) unter Beachtung der jeweils gültigen Regeln übermittelt.
- (8) Anforderungen an die Ausprägung der Summeneinspeisepprofile für Strom aus Photovoltaikanlagen hat die Bundesnetzagentur mit Vertretern von Netzbetreibern und Verbänden im November 2010 diskutiert und in zwei Dokumenten beschrieben /16/, die im Internet einsehbar sind. Die wichtigsten Anforderungen sind:
 - a. Angestrebt werden Referenzmessverfahren für Solarstromeinspeisungen; die Entscheidung über die Ausgestaltung der Verfahren obliegt den jeweiligen avNB; erste Netzbetreiber mit starker PV-Strom-Einspeisung wurden aufgefordert, bereits bis zum 1. April 2011 Referenzmessverfahren einzuführen;
 - b. Übergangsweise bis zur flächendeckenden Implementierung von Referenzmessverfahren sind die PV-Einspeisepprofile bis spätestens 1. März 2011 zumindest dahingehend zu verbessern, dass sie monatlich unter Berücksichtigung von täglichen Sonnenaufgangs- und -untergangszeiten angepasst wer-

²¹ Drei Sorten von Einspeisezeitreihen werden unterschieden:

a) Lastgangzählung, b) Standardeinspeisepprofile, c) tagesparameterabhängige Einspeisepprofile

den. Mit Beginn 2011 dürfen keine Bandprofile für Solarstrom-Einspeisungen mehr verwendet werden. Der BDEW stellt im Mitgliederbereich seiner Internetseite hierzu ein Berechnungstool /51/ bereit.

Die so ermittelten Profile werden als TEP verwendet.

- (9) Entsprechend der durch jeden Netzbetreiber mit dem Betreiber der EEG-Anlage getroffenen Vereinbarung erfolgt die Vergütung gemäß den Vorschriften in Kapitel 5 durch den avNB.

7.1.2 Unverzögliche Lieferung der vom avNB aufgenommenen EEG-Strommengen an den jeweiligen rÜNB

- (1) Die Lieferung der vom avNB aufgenommenen und vergüteten EEG-Mengen an den rÜNB erfolgt entsprechend der BNetzA-Festlegung „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom, MaBiS“ (BK6-07-002) /13/ in der Fassung der Mitteilung Nr. 5 vom 01.03.2011 /14/ auf Basis von 1/4-h-Überführungszeitreihen aus dem die EEG-Einspeisungen aufnehmenden Bilanzkreis des avNB an den EEG-Bilanzkreis (oder EEG-Unter-Bilanzkreise) des rÜNB. Die EEG-Überführungszeitreihen sind dabei energie- und sortenrein zu bilden (vgl. Abbildung 8).
- (2) Stromlieferungen zwischen dem aufnehmenden VNB-Bilanzkreis bzw. dem unter Abschnitt 7.1.1 beschriebenen EEG-(Unter-)BK und dem ÜNB-EEG-Bilanzkreis könnten grundsätzlich durch Fahrplananmeldungen realisiert werden. Diese Fahrpläne können aber entsprechend § 5 StromNZV längstens bis 16:00 Uhr des Folgetages angepasst werden. Diese Frist ist für die EEG-Abwicklung ungeeignet.
- (3) Daher erfolgt die nachträgliche Überführung der EEG-Energiemengen durch sogenannte „Überführungszeitreihen“, die in dem zum Austausch von Bilanzierungsergebnissen zwischen VNB und ÜNB zu verwendenden Format ausgeprägt sind (vgl. Mitteilung Nr. 5 der BNetzA zu „MaBiS“ /14/).
- (4) Diese werden entsprechend den Vorgaben des ÜNB je Regelzone gemäß Mitteilung Nr. 5 der BNetzA zu „MaBiS“ /14/ energieartenscharf und sortenrein (21 Zeitreihen, vgl. Anhang 1.1) ausgeprägt. Dabei gilt der Grundsatz, dass nur höchstens die Menge als EEG-Strom geliefert werden kann, die auch zuvor energetisch in dem aufnehmenden Bilanzkreis als Einspeisung bilanziert worden ist.

- (5) Zur energieartenscharfen Trennung der aufgenommenen EEG-Mengen kann der ÜNB unter dem EEG-Bilanzkreis sieben energieartenscharfe Unterbilanzkreise führen. Jeder dieser Unterbilanzkreise nimmt dann die zugehörigen energiearten- und sortenscharfen Überführungszeitreihen je Bilanzierungsgebiet auf.

Die energetische Abwicklung über Bilanzkreise stellt sich somit wie folgt dar:

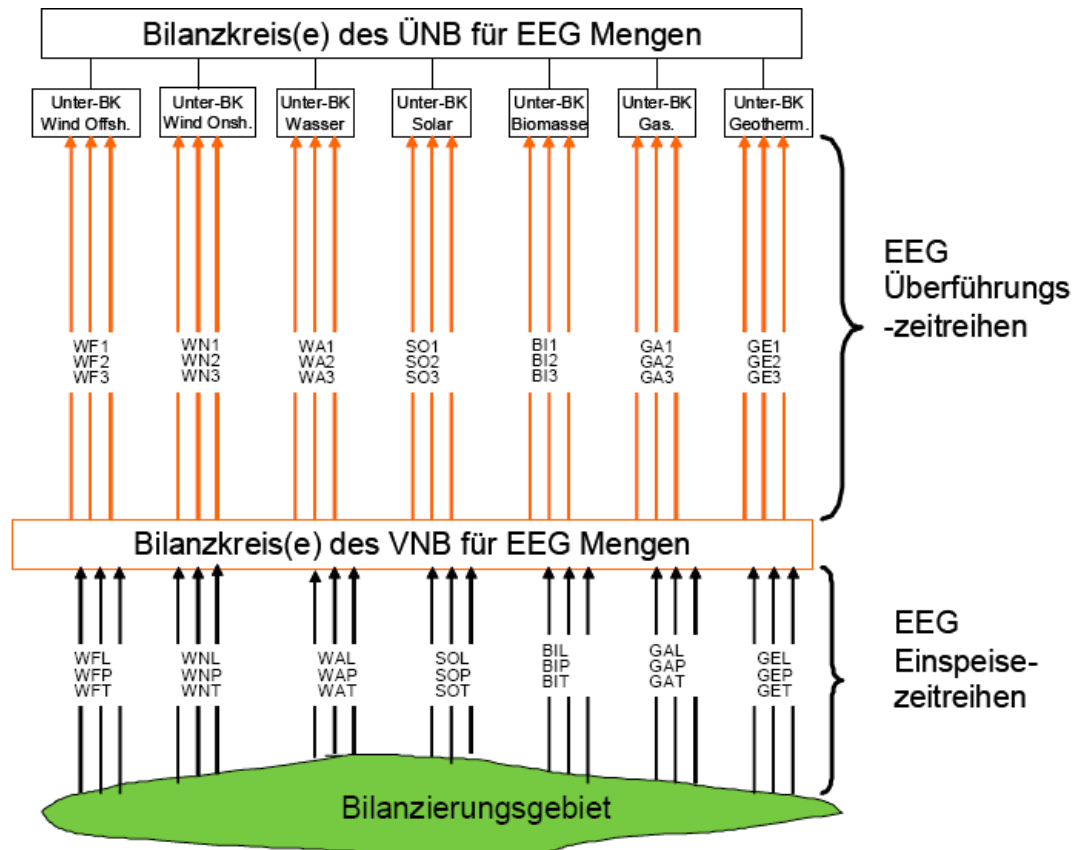


Abbildung 8: 21 Überführungszeitreihen, Ausprägung energieartenscharf und sortenrein

- (6) Die Bildung der Überführungszeitreihen erfolgt durch den rÜNB anhand der an ihn übermittelten Einspeisezeitreihen des aufnehmenden Bilanzkreises bilanzierungsgebietsscharf. Da sich aus den Einspeisezeitreihen die Höhe der Vergütung und der in Abzug gebrachten vermiedenen Netzentgelte nicht eindeutig bestimmen lässt, muss dem ÜNB durch den aufnehmenden VNB zusätzlich die Aufteilung der Energiemengen auf die gültigen EEG-Vergütungskategorien²² bilanzierungsgebietsscharf mitgeteilt werden (sogenannte „Lieferscheine“). Abweichungen der Energiemengen je

²² Die aktuellen EEG-Vergütungskategorien werden von den ÜNB im Internet veröffentlicht.

- Energieart zwischen Überführungszeitreihen und Lieferscheinen berechtigen den ÜNB zur Zurückweisung der Lieferscheine.
- (7) In jeder Regelzone hat sich ein Verfahren zur elektronischen Übermittlung dieser Lieferscheine als Basis für die Rechnungsprüfung bzw. Erstellung der Gutschrift zwischen VNB und ÜNB etabliert und dient der beschleunigten Bearbeitung der von den VNB übermittelten Daten.
 - (8) Je Kalendermonat ist die einmalige Abrechnung der vom VNB an den ÜNB erfolgten Stromlieferungen möglich. Dies erfolgt zukünftig folgendermaßen:
 1. Der ÜNB prüft die ihm vorliegenden Einspeisezeitreihen und bildet daraus die Überführungszeitreihen je Bilanzierungsgebiet.
 2. Der ÜNB prüft die erhaltenen Lieferscheine je Bilanzierungsgebiet gegen die gebildeten Überführungszeitreihen unmittelbar nach Vorlage.
 3. Der ÜNB fixiert bei Plausibilität der unter Ziffer 2 genannten Daten die Überführungszeitreihen und begleicht die durch den VNB gelegte Rechnung bzw. erstellt eine Gutschrift an den VNB.
 - (9) Damit die Saldoberechnung spätestens zum 18. Werktag nach Einspeisemonat erfolgen kann, fixiert der ÜNB auf Basis der vorliegenden Einspeisezeitreihen spätestens bis zum 15. Werktag um 24:00:00 Uhr die Überführungszeitreihen, für die noch kein Lieferschein des VNB zu einem früheren Zeitpunkt vorlag.
 - (10) Der BKV des aufnehmenden EEG-(Unter-)Bilanzkreises erhält die Überführungszeitreihen im Rahmen der Bilanzkreisabwicklungsprozesse spätestens zum 18. Werktag durch den BIKO (ÜNB) übermittelt.
 - (11) Die Bearbeitung hat durch den ÜNB jeweils schnellstmöglich zu erfolgen.
 - (12) Nach dem Zeitpunkt der Fixierung der Überführungszeitreihen ggf. noch auftretende Veränderungen der Einspeisezeitreihen laut Mitteilung Nr. 5 zu MaBiS /14/ (siehe auch Anhang 1) im aufnehmenden Bilanzkreis verbleiben in diesem und führen zu einer entsprechenden Bilanzabweichung dieses Bilanzkreises im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung. In die EEG-Abwicklung des laufenden Jahres gehen diese Bilanzabweichungen und die daraus resultierenden Differenzmengen nicht mit ein.
 - (13) In Anlehnung an die Fristenkette zur Bilanzkreisabrechnung ist in Ausnahmefällen nach vorheriger Abstimmung zwischen VNB und ÜNB bis zum 29. Werktag nach Einspeisemonat eine Korrektur der Überführungszeitreihen auf Basis von durch den VNB vorgelegten korrigierten Einspeisezeitreihen und entsprechender Lieferscheine

möglich. Nach dem 29. Werktag nach dem EEG-Liefermonat ist eine Anpassung ausgeschlossen.

7.1.3 Vergütung an den avNB durch den rÜNB

- (1) Die Höhe der durch den rÜNB an den avNB für die gemäß Ziffer 7.1.2 gelieferten Strommengen zu zahlenden Vergütungen lässt sich durch die Zuordnung der Strommengen zu den einzelnen EEG-Vergütungskategorien entsprechend den Abschnitten 5.2 bis 5.8 errechnen.
- (2) Dabei sind die durch die dezentrale Einspeisung der Anlagen vermiedenen Netzentgelte in Abzug zu bringen. Deren Berechnung erfolgt gemäß § 35 Abs. 2 EEG entsprechend den Vorgaben von § 18 StromNEV (zur Bestimmung der unterjährigen Abschläge sind hierbei auch pauschale Ansätze möglich). Dazu sind die zum Zeitpunkt der Einspeisung gültigen Netzentgelte der der Einspeisespannungsebene jeweils vorgelagerten Netz- oder Umspannebene (nicht die des vorgelagerten Netzbetreibers) zu verwenden. Eine detaillierte Anleitung zur Berechnung der vermiedenen Netzentgelte enthält der Leitfaden /52/; das Beiblatt zum Leitfaden /53/ zur Berechnung der vermiedenen Netzentgelte im Falle der Direktvermarktung ist gegebenenfalls zu berücksichtigen.

7.2 Horizontaler Ausgleich zwischen den ÜNB

- (1) Auf Basis der Prognosewerte der voll umlagepflichtigen sowie der privilegierten Stromlieferungen an Letztverbraucher wird der für das jeweilige Kalenderjahr gültige Verteilungsschlüssel der ÜNB berechnet und für den unterjährigen Horizontalausgleich zugrunde gelegt.
- (2) Der unterjährige Horizontalausgleich erfolgt derzeit in drei Teilprozessen:
 1. unverzüglicher Ausgleich

Die über ein Hochrechnungssystem oder direkte Messwertaufschaltung ermittelte aktuelle Windeinspeisung in die Regelzone eines jeden ÜNB wird anhand des Verteilungsschlüssels in einen Selbstbehalt und für die nächste Viertelstunde gültige Lieferungen an die anderen ÜNB aufgeteilt. Im Ergebnis erfolgt ein „quasi-online“-Horizontalausgleich der bundesweiten Windeinspeisung.

Die in einem Monat nach diesem System ausgetauschten Energiemengen stellen sich die ÜNB bewertet mit dem prognostizierten Wind-Durchschnittspreis gegenseitig in Rechnung.

Das System zur Ermittlung der Ist-Einspeisung und des unverzüglichen Horizontalausgleichs wird konsequent weiterentwickelt.

2. Ausgleich über Fahrpläne (betrifft Energiearten, für die derzeit noch kein unverzüglicher Ausgleich erfolgt)

Entsprechend den im Vormonat ermittelten Prognosewerten werden für den Fördermonat Energielieferungen in Bandform als Fahrplan und Zahlungen zwischen den ÜNB vereinbart, so dass im Ergebnis jeder ÜNB einen energetischen und finanziellen Anteil nach dem Verteilungsschlüssel erhält.

3. Ausgleich der Einnahmen- und Ausgabenpositionen der EEG-Konten

Die ÜNB erfassen nach Ablauf eines Kalendermonats die Kontostände der EEG-Konten und gleichen diese entsprechend dem Verteilungsschlüssel untereinander aus. Der Saldo der EEG-Konten wird differenziert nach den Einnahmen- oder Ausgabenpositionen der AusglMechV bzw. der AusglMechAV spätestens am dritten Werktag des Folgemonats im Internet veröffentlicht (§ 3 Abs. 1 Satz 2 AusglMechAV).

7.3 Vermarktung des EEG-Stroms

- (1) Die Vorschriften zur Vermarktung des EEG-Stroms durch die Übertragungsnetzbetreiber sind in § 2 AusglMechV sowie in §§ 1 und 8 AusglMechAV (Übergangsregelung zur Preislimitierung in Ausnahmefällen) geregelt.
- (2) Grundsätzlich wird der von den ÜNB für den Folgetag prognostizierte aufzunehmende EEG-Strom unter Berücksichtigung des physikalischen Horizontalausgleichs am Day-ahead-Markt einer Strombörse zu preisunabhängigen Geboten vermarktet. Für Stunden des Folgetages, für die im Fall von negativen Preisen an der EPEX Spot ein Aufruf zur zweiten Auktion ergeht, kann der ÜNB bis zum 28. Februar 2013 nach bestimmten Vorschriften (beschrieben in § 8 AusglMechAV, siehe auch Abschnitt 8.4.4.1) den aufgenommenen EEG-Strom über preisabhängige Gebote vermarkten. Die dabei Day-ahead nicht vermarkteten Mengen müssen Intraday von den ÜNB vermarktet bzw. ausgeglichen werden.

- (3) Abweichungen zwischen der Day-ahead-Prognose und untertägigen Einspeiseprognosen werden durch Zu- oder Verkäufe am Intradaymarkt ausgeglichen. Verbleibende Abweichungen führen zur Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie und werden im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung finanziell bewertet.

7.4 Erhebung der EEG-Umlage

- (1) Die nicht über die Vermarktungserlöse gedeckten Kosten der Umsetzung des EEG werden über eine (umsatzsteuerfreie) Umlage erhoben. Die Höhe der Umlage wird von den ÜNB entsprechend den Vorgaben der AusglMechV und AusglMechAV sowie in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur auf der Basis von prognostizierten Kosten und Erlösen für das Folgejahr bis zum 15. Oktober jedes Jahres unter www.eeg-kwk.net veröffentlicht (s. Abschnitt 8.4.3.1). Mehr- oder Mindereinnahmen aus Vorjahren und dem laufenden Jahr werden dabei berücksichtigt. Die Festlegung der Umlage erfolgt für ein Kalenderjahr.
- (2) Jedes Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das im Geltungsbereich des EEG Letztverbraucher mit Strom beliefert, ist verpflichtet, für jede an Letztverbraucher gelieferte Kilowattstunde Strom die jeweils gültige EEG-Umlage an den ÜNB zu entrichten. Dies gilt auch für in Objektnetzen an Dritte gelieferte Strommengen.²³ Die unterjährigen Abschlagszahlungen basieren auf monatlichen Prognosemeldungen der Lieferanten an den ÜNB.
- (3) Für Belieferungen von nicht privilegierten Letztverbrauchern hat der Lieferant an den ÜNB die jeweils gültige EEG-Umlage in voller Höhe zu entrichten. Für Lieferungen an privilegierte Letztverbraucher nach §§ 40 f. EEG („Härtefallkunden“) reduziert sich die EEG-Umlage nach dem Überschreiten eines vom Bundesamt für Wirtschafts- und Ausfuhrkontrolle (BAFA) ggf. festgelegten Sockelbetrages auf einheitliche 0,05 ct/kWh.
- (4) Gemäß § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG 2009 besteht für Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern (kurz: EVU) die Möglichkeit der Befreiung von der Teilnahmepflicht am EEG-Belastungsausgleich, wenn das EVU, bezogen auf

²³ Dies wurde durch Urteil des Bundesgerichtshofs vom 9. Dezember 2009 (Az. VIII ZR 35/09) bestätigt; entsprechend galt auch die Pflicht zur Abnahme von EEG-Strom nach dem bis 31. Dezember 2009 gültigen Wälzungsmechanismus für Strommengen, die in Objektnetzen an Dritte geliefert wurden, seit Inkrafttreten des EEG 2004 am 1. August 2004.

die gesamte von ihm gelieferte Strommenge, mindestens 50 Prozent Strom im Sinne der §§ 23 bis 33 EEG 2009 liefert. Hier bezieht sich der Begriff „liefern“ wie in § 37 Abs. 1 Satz 1 EEG 2009 auf die Stromabgabe des Unternehmens an Letztverbraucher, nicht auf den Strombezug des jeweiligen Unternehmens oder die sonstige Stromabgabe des Unternehmens an Dritte, z.B. im Rahmen des Stromhandels. Außerdem kann hinsichtlich der 50 %-Grenze nur Strom berücksichtigt werden, den das EVU als eigentlich nach §§ 23 bis 33 EEG 2009²⁴ vergütungsfähigen Strom, das heißt aus Anlagen, die sich in Direktvermarktung nach § 17 EEG befinden, ankauft. Sonstiger Strom aus Erneuerbaren Energien (z.B. Strom aus Anlagen im Ausland oder nicht EEG-vergütungsfähigen Anlagen im Inland) kann hier nicht berücksichtigt werden.²⁵

- (5) Beansprucht ein EVU eine Befreiung von der Verpflichtung zur Teilnahme am EEG-Belastungsausgleich nach § 37 Abs 1 Satz 2 EEG 2009 wegen Erreichens des dort genannten 50 %-Kriteriums, ist in Ergänzung zur Jahresmeldung ein geeigneter Nachweis (z.B. Wirtschaftsprüferattest) hierüber an den rÜNB zu übermitteln. Der Nachweis muss ermöglichen, dass der rÜNB vollständig prüfen kann, dass das EVU die gesetzlichen Anforderungen nach § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG 2009 erfüllt.²⁶

7.5 Jahresabrechnung

7.5.1 Datenübermittlung der avNB an den rÜNB

- (1) Zur Jahresabrechnung haben avNB, die Strom von EEG-Anlagenbetreibern aufgenommen und vergütet haben, dem vorgelagerten rÜNB bis zum 31. Mai des Folgejahres die Endabrechnung für das Vorjahr vorzulegen.
- (2) Die Abrechnung umfasst die Auflistung der von jeder einzelnen Anlage erzeugten Energiemenge differenziert nach den jeweiligen Vergütungskategorien sowie die An-

²⁴ einschließlich der Vorgängerregelungen aus dem EEG 2000 und 2004

²⁵ Aufgrund von Art. 1 des „Europarechtsanpassungsgesetzes Erneuerbare Energien (EAG EE)“ erfährt die „50 %-Regelung“ in § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG 2009 mit Wirkung ab 1. Januar 2012 eine Änderung. Gemäß der Rechtslage bei Redaktionsschluss wird jedoch ohnehin § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG 2009 zu diesem Zeitpunkt durch § 39 EEG 2012 und die jeweils maßgeblichen Übergangsregelungen in § 66 EEG 2012 abgelöst werden.

²⁶ siehe entsprechende Ausführungen in der BDEW-Energie-Info „Vertriebliche Umsetzungshilfe zum EEG 2009“ vom 24. November 2010 /48/

gabe der pro Anlage abgezogenen vermiedenen Netzentgelte. Die von den Anlagen erzeugten aber nicht nach EEG vergüteten Strommengen (Direktvermarktung nach § 17 EEG, Einsatz sonstiger Biomasse nach § 27 Abs. 3 Nr. 2 EEG, vgl. Abschnitt 5.4.1) sind gesondert auszuweisen. Zur eindeutigen Identifizierung der EEG-Anlagen ist der Anlagenschlüssel zu verwenden. Die Abrechnung hat in elektronischer Form zu erfolgen. Für die Übermittlung der Daten sind die von den ÜNB zur Verfügung gestellten Formularvorlagen bzw. Internetportale zu nutzen. Dabei wird von den ÜNB eine weitgehende Analogie zu den Erfassungsbögen der BNetzA angestrebt.

- (3) Ebenfalls zum Termin 31. Mai kann der rÜNB vom jeweiligen aVNB verlangen, die jeweiligen Jahresendabrechnungen von einem Wirtschaftsprüfer oder vereidigten Buchprüfer bescheinigen zu lassen. Diese Bescheinigungen enthalten in der Anlage die aggregierten, energieartenscharfen Werte zu Einspeisemengen, Vergütungen, abgezogenen vermiedenen Netzentgelten und Direktvermarktungsmengen passend zu den elektronisch übermittelten Werten. Bei der Erstellung der Bescheinigungen wird die Beachtung des jeweils aktuellen Prüfungsstandards des Instituts der Wirtschaftsprüfer (IDW) empfohlen. Neben inhaltlichen Vorgaben (Mustertestat) enthält dieser auch formelle Vorschriften (Bindung, Stempel, Unterschriften).
- (4) Um eine unverhältnismäßig hohe Belastung von Netzbetreibern mit geringen EEG-Einspeisungen zu vermeiden, wird von den ÜNB eine Bagatellgrenze von 20 T€ (ohne Umsatzsteuer) praktiziert. Liegen die Einspeisevergütungen abzüglich der vermiedenen Netzentgelte unter dieser Grenze, kann die Erstellung der Bescheinigung nach Abstimmung mit dem rÜNB entfallen. In diesem Fall genügt eine Eigenbescheinigung der Geschäftsführung über die Ordnungsmäßigkeit der Angaben. Die Notwendigkeit der elektronischen Datenmeldung bleibt davon unberührt.
- (5) Nachträgliche Korrekturen der Jahresabrechnung können nach Ablauf der o. g. Frist auf der Basis von § 38 EEG in der jeweils nächsten Abrechnung geltend gemacht werden. Einzelne Fälle sind dabei differenziert und nicht saldiert zu betrachten.

7.5.2 Ausgleich der energetischen und finanziellen Differenzen

Auf Basis der Abrechnungen nach 7.5.1 werden für jeden aVNB die Differenzen zwischen den „Sollwerten“ laut Bescheinigung und den „Istwerten“ als Summe der unterjährig gelieferten bzw. abgenommenen Strommengen und geleisteten bzw. erhaltenen Zahlungen ermittelt. Der Ausgleich dieser Differenzen erfolgt Zug um Zug in den Monaten Januar bis September des auf die Erstellung der Bescheinigung folgenden

Jahres. Die Stromlieferung erfolgt in Bandform als Fahrplan. Für die nachträglichen Ausgleichslieferungen ist nicht der EEG-Bilanzkreis des aVNB nach 7.1.1 zu nutzen. Der Liefer-Bilanzkreis ist dem ÜNB rechtzeitig vor Beginn der Lieferung zu benennen.

8 Transparenz

8.1 Überblick zu den Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten

- (1) Die Anlagenbetreiber, Netzbetreiber sowie Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU), die Letztverbraucher mit Strom beliefern (Lieferanten), sind gemäß § 45 EEG verpflichtet, einander die für den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Daten unverzüglich zur Verfügung zu stellen. Diese Verpflichtung umfasst sowohl die in §§ 34 bis 39 und 46 bis 50 EEG als auch die in §§ 1 bis 5 und 7 AusglMechV genannten Daten. Ergänzende Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten für die ÜNB finden sich in den §§ 2 bis 4 AusglMechAV.
- (2) Die Mitteilungspflichten nach §§ 34 bis 39 EEG sowie nach §§ 1 bis 5 AusglMechV bzw. § 3 AusglMechAV betreffen den bundesweiten Ausgleich und werden entsprechend im Kapitel 7 dieser Umsetzungshilfe behandelt.
- (3) Die **Mitteilungspflichten** der §§ 46, 47 EEG sehen einen durchgängigen Fluss anlagenbezogener Daten von den Anlagenbetreibern über den avNB bis zum rÜNB vor. Weitgehend parallel zu den Mitteilungen sind die Daten gemäß § 52 Abs. 1 EEG, § 7 Abs. 4 Nr. 1 AusglMechV sowie § 2 AusglMechAV **im Internet zu veröffentlichen**. Ein Teil der Daten nach §§ 46 bis 48 EEG sowie § 7 AusglMechV ist darüber hinaus gemäß § 51 EEG bzw. § 7 Abs. 4 Nr. 2 AusglMechV und § 4 AusglMechAV **an die Bundesnetzagentur zu übermitteln**.
- (4) Drei Gruppen von Daten, für die unterschiedliche Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten nach §§ 46 bis 48 EEG gelten, können unterschieden werden:
 - Daten zu Standort und Leistung der Anlage sowie bei Biomasseanlagen zusätzlich die Einsatzstoffe und eingesetzten Technologien, im folgenden „**Anlagenstammdaten**“ genannt; diese Daten müssen von Anlagenbetreibern an avNB gemeldet werden und von diesen unverzüglich, nachdem sie verfügbar sind, den rÜNB mitgeteilt und veröffentlicht werden. Speist die Anlage in das Netz eines ÜNB ein, so meldet der Anlagenbetreiber die Stammdaten direkt an den ÜNB, der diese wiederum veröffentlicht.
 - Daten zu tatsächlich geleisteten Vergütungszahlungen sowie sonstige für den bundesweiten Ausgleich erforderliche Angaben, im folgenden „**unterjährig ver-**

fügbare Bewegungsdaten“ genannt; diese Daten müssen unverzüglich, nachdem sie verfügbar sind, von den avNB aggregiert den rÜNB mitgeteilt werden.

- Daten für die Jahresabrechnung, im folgenden **„Jahresabrechnungsdaten“** genannt; diese Daten müssen von den Anlagenbetreibern an die avNB und von den avNB an die rÜNB sowie an die Bundesnetzagentur gemeldet sowie veröffentlicht werden. Speist die Anlage in das Netz eines ÜNB ein, so meldet der Anlagenbetreiber die Jahresabrechnungsdaten direkt an den ÜNB. Dieser führt wiederum die Meldung an die Bundesnetzagentur und die Veröffentlichung durch.
- (5) § 7 Abs. 4 AusglMechV sowie §§ 2 und 4 AusglMechAV regeln Transparenz- und Veröffentlichungspflichten im Zusammenhang mit den Einnahmen und Ausgaben bzw. der Vermarktungstätigkeit der Übertragungsnetzbetreiber. Diese Pflichten werden im Abschnitt 8.4 ausführlicher beschrieben.
- (6) Über die Vorschriften für Lieferanten informiert der BDEW in separaten Veröffentlichungen. Diesbezügliche rechtliche Fragestellungen werden in den BDEW-Energie-Infos „Fragen und Antworten zum EEG 2009“ Ausgabe „Vertriebsrechtliche Änderungen“, 2. Auflage vom 28. Februar 2010 /45/ sowie „Vertriebliche Umsetzungshilfe zum EEG 2009 – Hinweise zu den Informations-, Abrechnungs-, Datenlieferungs- und Berichtspflichten von Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach dem EEG 2009“ /48/ behandelt, die im Mitgliederbereich der BDEW-Internetseite zur Verfügung stehen.
- (7) Mitteilungspflichten von Anlagenbetreibern gegenüber Behörden oder anderen Einrichtungen, die Voraussetzungen für den Vergütungsanspruch nach EEG sind, werden in dem jeweiligen Abschnitt des Kapitels 5 beschrieben.
- (8) Die folgenden Abbildungen geben einen Überblick über die Vorschriften für Anlagenbetreiber und Netzbetreiber.

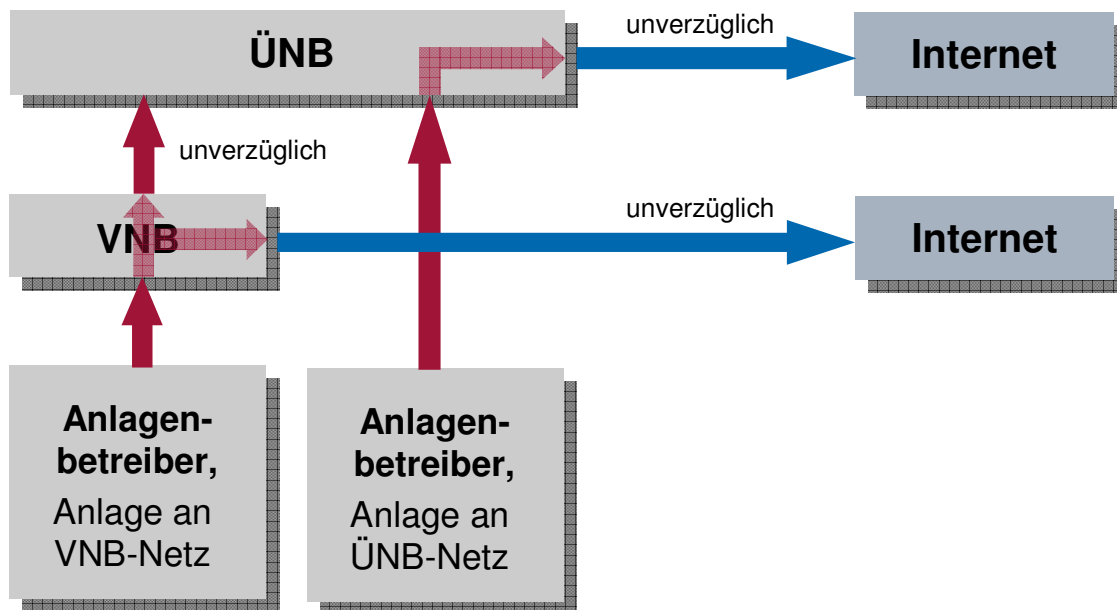


Abbildung 9: Datenfluss und Veröffentlichung der Anlagenstammdaten und der unterjährig verfügbaren Bewegungsdaten, Überblick

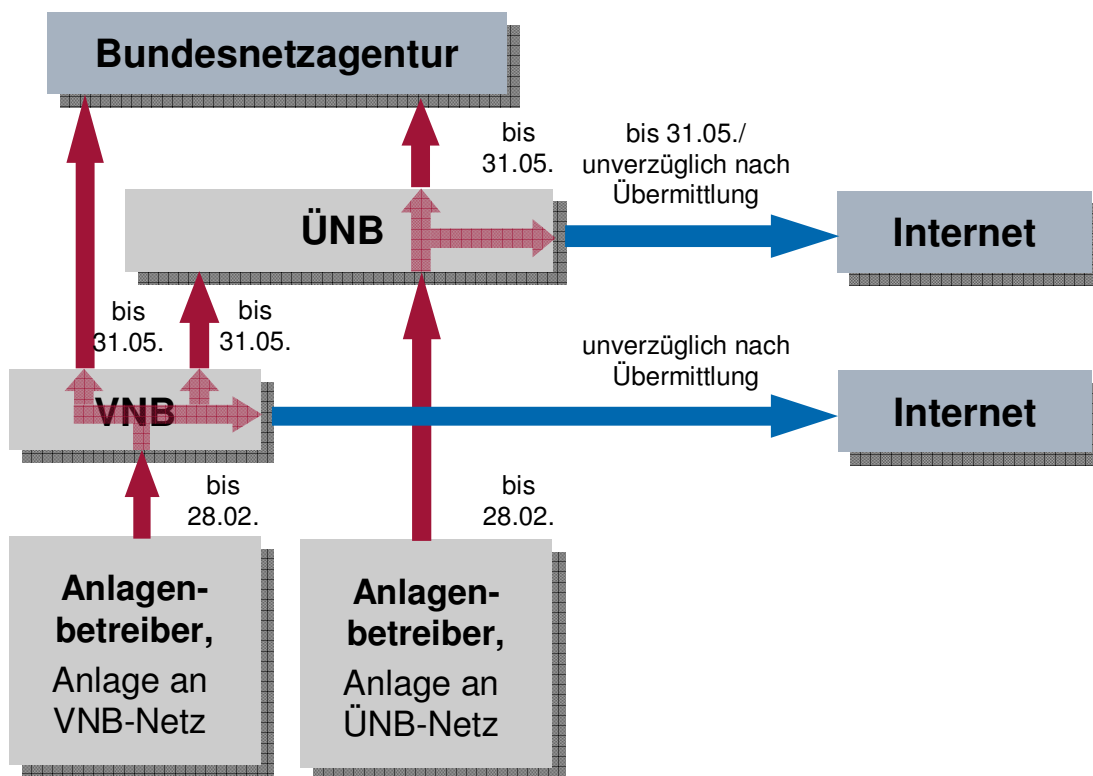


Abbildung 10: Datenfluss und Veröffentlichung der Jahresabrechnungsdaten, Überblick

8.2 Mitteilungen vom Anlagenbetreiber zum Netzbetreiber

8.2.1 Gesetzliche Regelung

- (1) Nach § 46 EEG ist der Anlagenbetreiber verpflichtet, dem Netzbetreiber folgende **Anlagenstammdaten** mitzuteilen: Standort und Leistung der Anlage sowie bei Biomasseanlagen nach § 27 Abs. 1 EEG die Einsatzstoffe nach § 27 Abs. 3 Nr. 2 und Abs. 4 Nr. 2 EEG und die Angaben hinsichtlich der eingesetzten Technologien nach § 27 Abs. 4 Nr. 1 und 3 EEG.
- (2) Gemäß Gesetzesbegründung /2/ ist der Standort „der Ort, an dem die Anlage sich befindet. Er wird insbesondere gekennzeichnet durch die genaue Angabe der Adresse bzw. des Flurstücks, des Bundeslandes, des Ortsnamens und der Postleitzahl.“ Der Begriff Leistung ist in § 3 Nr. 6 EEG legaldefiniert.
- (3) Eine **Frist** für die Meldung der Anlagenstammdaten wird nicht genannt. In der Gesetzesbegründung heißt es, die Angaben nach § 46 Nr. 1 und 2 EEG müssen „bei der erstmaligen Geltendmachung der Anspruchsvoraussetzungen und danach nur noch bei anspruchsrelevanten Änderungen mitgeteilt werden“.
- (4) § 46 Nr. 3 EEG regelt die Meldung der **Jahresabrechnungsdaten**. Der Anlagenbetreiber ist verpflichtet, dem Netzbetreiber bis zum **28. Februar** eines Jahres die für die Endabrechnung des Vorjahres erforderlichen Daten zur Verfügung zu stellen.

8.2.2 Hinweise für Netzbetreiber

Anlagenschlüssel:

- (1) Der Anlagenschlüssel dient der eindeutigen Bezeichnung einer EEG-Anlage und ist in allen Datenaustauschprozessen zu verwenden. Er hat folgenden Aufbau:
 - Stelle 1: E (Kennzeichen für Erneuerbare Energien)
 - Stelle 2: Kennzeichnung der Regelzone: 1 = EnBW TNG, 2 = TenneT TSO, 3 = Amprion, 4 = 50Hertz Transmission
 - Stellen 3-6: Stellen 5-8 der von der BNetzA vergebenen Betriebsnummer des Netzbetreibers zum Zeitpunkt der Vergabe des Anlagenschlüssels; die ersten vier Stellen der Betriebsnummer werden gestrichen (z. B. Betriebsnummer lautet 10000047, dann werden für die Stellen 3-6 des Anlagenschlüssels die Ziffern 0047 verwendet);

- Stellen 7-8: von der BNetzA vergebene Netznummer des Netzes, an das die Anlage zum Zeitpunkt der Vergabe des Anlagenschlüssels angeschlossen ist; soweit die Netznummer einstellig ist, wird die Stelle 7 des Anlagenschlüssels mit einer Null aufgefüllt (z. B. 01);
 - Stellen 9- 28: Netzbetreiber-individuelle, alphanumerische Bezeichnung der Anlage (z. B. entsprechend 20-stelliger VNB-individueller Teil der schon vorhandenen Zählpunktbezeichnung);
 - Stellen 29-33: Netzbetreiber-individuelle Nummer (alphanumerisch), z.B. zur Unterscheidung von mehreren Anlagen hinter einem Zählpunkt.
- (2) Der Anlagenschlüssel dient der eindeutigen Zuordnung der mit der Jahresabrechnung übermittelten Bewegungsdaten (siehe Abschnitt 8.3.3.1) zu der über die Stammdaten (siehe Abschnitt 8.3.2.1) erfassten EEG-Anlage.
 - (3) Der Anlagenschlüssel ist für die gesamte Betriebsdauer der EEG-Anlage unveränderlich. Er kann gleichermaßen in den Meldungen an die rÜNB (§ 47 EEG) und in den Meldungen an die BNetzA (§ 51 EEG, vgl. Abschnitt 8.3.3.3) verwendet werden.
 - (4) Für die Stellen 9-28 wird empfohlen, einen Teil der Zählpunktbezeichnung zu verwenden. Damit wird den Anlagen keine neue Zählpunktbezeichnung zugewiesen! Durch die Verwendung einer Zahl an 2. Stelle des EEG-Anlagenschlüssels werden Verwechslungen mit Zählpunktbezeichnungen, die stets mit zwei Buchstaben beginnen, vermieden.
 - (5) Mit den Stellen 29-33 wird ermöglicht, dass bei Verwendung der Zählpunktbezeichnung an den Stellen 9-28 auch bei Anschluss mehrerer EEG-Anlagen an einen Zählpunkt jede Anlage einen eigenen Anlagenschlüssel erhält.
 - (6) Ungeachtet § 3 Nr. 1 EEG, wonach jedes PV-Modul eine eigenständige Anlage im Sinne des EEG darstellt, ist eine Zusammenfassung von gleichzeitig in Betrieb genommenen PV-Anlagen unter einem Anlagenschlüssel erlaubt und wird den Netzbetreibern empfohlen. Dies gilt auch dann, wenn dadurch für einen Anlagenschlüssel die Vergütungssätze mehrerer Vergütungszonen anzuwenden sind.
 - (7) Die Zusammenfassung verschiedener Anlagen nach § 19 Abs. 1 EEG zur Festlegung der Vergütung dient ausschließlich der Ermittlung der Vergütung und führt in der Regel nicht zu einer gemeinsamen Anlage mit nur einem Anlagenschlüssel.

8.3 Mitteilungen und Veröffentlichungen des avNB

8.3.1 Gesetzliche Regelung

- (1) Nach § 47 Abs. 1 EEG sind „Netzbetreiber, die nicht Übertragungsnetzbetreiber sind, [...] verpflichtet,
 1. die von den Anlagenbetreibern erhaltenen Angaben nach § 46 EEG, die tatsächlich geleisteten Vergütungszahlungen sowie die sonstigen für den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Angaben dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber unverzüglich, nachdem sie verfügbar sind, aggregiert mitzuteilen und
 2. bis zum 31. Mai eines Jahres mittels der Formularvorlagen, die der Übertragungsnetzbetreiber auf seiner Internetseite zur Verfügung stellt, in elektronischer Form die Endabrechnung für das Vorjahr sowohl für jede einzelne Anlage als auch zusammengefasst vorzulegen; § 19 Abs. 2 und 3 gilt entsprechend.“
- (2) Zudem haben Netzbetreiber nach § 52 Abs. 1 EEG die nach § 47 EEG übermittelten Daten zu veröffentlichen.
- (3) Nachfolgend werden Einzelheiten zur Mitteilung und Veröffentlichung der unterjährig verfügbaren Daten (Abschnitt 8.3.2) sowie der Jahresabrechnungsdaten (Abschnitt 8.3.3) erläutert.

8.3.2 Mitteilungen und Veröffentlichungen von Stammdaten und unterjährig verfügbaren Bewegungsdaten

8.3.2.1 Umfang der unterjährigen Mitteilungen an den rÜNB

- (1) Nach § 47 Abs. 1 EEG sind avNB verpflichtet, dem rÜNB unverzüglich, nachdem sie verfügbar sind, die von den Anlagenbetreibern erhaltenen Angaben nach § 46 EEG, die tatsächlich geleisteten Vergütungszahlungen sowie die sonstigen für den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Angaben aggregiert mitzuteilen.
- (2) In § 47 Abs. 2 EEG werden nähere Angaben zum Umfang der Datenmitteilungen gemacht. Eine schlüssige Auslegung von § 47 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2009 konnte wie auch bei § 14a Abs. 3 Satz 2 Nr. 4 EEG 2004 bislang nicht gefunden werden.
- (3) Als Anlagenstammdaten sollten mindestens folgende Angaben an den rÜNB übermittelt werden:
 - Anlagenschlüssel (vgl. Abschnitt 8.2.2)

- Zuordnung zu Energieart
- Standort (bestehend aus: PLZ, Bundesland, Ort und Adresse bzw. Flurstück)
- Installierte Leistung
- Inbetriebnahmedatum
- Spannungsebene
- Bei Biomasseanlagen:
 - Angabe, ob Einsatzstoffe nach § 27 Abs. 3 Nr. 2 („sonstige Biomasse“) und Abs. 4 Nr. 2 EEG (nachwachsende Rohstoffe, Gülle) verwendet werden
 - Angabe, ob Technologien nach § 27 Abs. 4 Nr. 1 und 3 EEG (Technologiebonus; KWK-Bonus) verwendet werden

Die Datenabfrage durch den rÜNB kann ggf. über diese Angaben hinausgehen. Die ÜNB streben eine Angleichung ihrer Datenabfrage an die Formularvorlagen der BNetzA nach § 51 Abs. 3 EEG (vgl. Abschnitt 8.3.3.3) an.

- (4) Für die Meldungen von Anlagenstammdaten zu Photovoltaikanlagen fordert die Bundesnetzagentur in ihren Konkretisierungen vom 7. Januar 2011 zum Positionspapier zur Verbesserung der Prognose und Bilanzierung von Solarstromeinspeisungen /16/ die Verteilnetzbetreiber dazu auf, spätestens ab 1. April 2011 die aktuell installierte Kapazität an Solarstromanlagen monatlich bis zum 5. Werktag an den ÜNB zu übermitteln. Sind zu diesem Zeitpunkt nicht alle gemeldeten Anlagen in den Systemen des avNB erfasst, so hat dieser gleichzeitig eine sorgfältige Abschätzung der bereits installierten, aber noch nicht erfassten Kapazität an den ÜNB zu melden (vgl. /16/).
- (5) Ist die EEG-Anlage nicht unmittelbar an das Netz für die allgemeine Versorgung angeschlossen, z.B. bei Einspeisung in ein Werks- oder Objektnetz („kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe“ nach § 8 Abs. 2 EEG), so ist die Spannungsebene anzugeben, an der das Werks- oder Objektnetz an das Netz für die allgemeine Versorgung angeschlossen ist.
- (6) Die **unterjährig verfügbaren Bewegungsdaten** sollten wie folgt gemeldet werden (siehe Lieferschein nach Abschnitt 7.1.2):
 - aggregierte Einspeisemengen, aufgeteilt nach EEG-Vergütungskategorien
 - entsprechende Einspeisevergütungen
 - vermiedene Netzentgelte

- (7) Die definierten EEG-Vergütungskategorien werden von den ÜNB als Excel-Datei auf der Internetseite www.eeg-kwk.net veröffentlicht.

8.3.2.2 Zeitpunkt der unterjährigen Mitteilungen an den rÜNB

§ 47 Abs. 1 Nr. 1 EEG fordert eine unverzügliche Übermittlung der Daten, nachdem sie verfügbar sind. Die Häufigkeit dieser Meldungen sollte so bemessen sein, dass der Nutzen den zusätzlichen Aufwand für die avNB und rÜNB rechtfertigt. In Anlehnung an den monatlichen Rhythmus der Abschlagsrechnungs- bzw. Gutschriftslegung wird davon ausgegangen, dass mit einer monatlichen Datenübermittlung der Forderung des Gesetzgebers Genüge getan wird. Ob in bestimmten Fällen für die unterjährige Datenübermittlung auf den monatlichen Rhythmus verzichtet werden kann, muss mit dem rÜNB abgestimmt werden. Ein jährlicher Rhythmus ist unzulässig, da er der gesetzlichen Forderung nach unverzüglicher Datenlieferung nicht genügt. Insbesondere für die Übermittlung von Einspeisezeitreihen können auch Vereinbarungen über kurzfristigere Datenlieferungen (Online-Bereitstellung) getroffen werden.

8.3.2.3 Unterjährige Veröffentlichungen der avNB

Nach § 52 Abs. 1 EEG sind die avNB verpflichtet, die an den rÜNB übermittelten Daten unverzüglich auf ihren Internetseiten zu veröffentlichen. Für die unterjährig übermittelten Bewegungsdaten genügt eine Veröffentlichung in aggregierter Form, z. B. in Form der Mitteilung an den rÜNB (siehe Abschnitt 8.3.2.1).

8.3.3 Jahresabrechnungen der avNB

8.3.3.1 Jahresabrechnung der avNB gegenüber dem rÜNB

- (1) Nach § 47 Abs. 1 Nr. 2 EEG sind die avNB verpflichtet, bis zum 31. Mai eines Jahres die Endabrechnung für das Vorjahr für jede einzelne Anlage und aggregiert mittels der durch die rÜNB zur Verfügung gestellten Formularvorlagen in elektronischer Form an den rÜNB zu übermitteln.
- (2) Die Jahresrechnung setzt sich mindestens aus einer **Anlagenstammdatenmeldung**, entsprechenden anlagenscharfen **Jahresabrechnungsdaten** sowie einer **aggregierten Endabrechnung** zusammen.

- (3) Die **Anlagenstammdatenmeldung** bildet den Stand vom 31. Dezember des Abrechnungsjahres ab und kann dem in Abschnitt 8.3.2.1 beschriebenen Aufbau entsprechen.
- (4) Die **Jahresabrechnungsdaten** sollten für jede einzelne Anlage mindestens folgende Angaben enthalten:
- Anlagenschlüssel (vgl. Abschnitt 8.2.2)
 - Einspeisemengen, aufgeteilt nach EEG-Vergütungskategorien
 - tatsächlich geleistete Vergütungszahlungen
 - in Abzug gebrachte vermiedene Netzentgelte
 - direkt vermarktete Strommengen
 - vom Anlagenbetreiber nach § 33 Abs. 2 EEG selbst verbrauchte Strommengen (Eigenverbrauch von Strom aus Solarer Strahlungsenergie) und hierfür gezahlte Zuschläge.
- (5) Die in den Formularvorlagen der rÜNB verwendeten EEG-Vergütungskategorien werden stets an die jeweilig gültige Gesetzesfassung angepasst.
- (6) Die aggregierte Endabrechnung sollte folgende Angaben enthalten:
- Einspeisemengen, aufgeteilt nach EEG-Vergütungskategorien
 - tatsächlich geleistete Vergütungszahlungen
 - in Abzug gebrachte vermiedene Netzentgelte
- (7) Zusätzlich sind die direkt vermarkteten Strommengen je Energieart auszuweisen.

8.3.3.2 Veröffentlichung der Jahresabrechnung der avNB

Nach § 52 Abs. 1 Nr. 1 EEG sind die avNB verpflichtet, die an die rÜNB übermittelten Daten unverzüglich nach ihrer Übermittlung auf ihren Internetseiten zu veröffentlichen und bis zum Ablauf des Folgejahres vorzuhalten. Die Veröffentlichung kann beispielsweise in der an die rÜNB übermittelten Form erfolgen.

8.3.3.3 Übermittlung der Jahresabrechnung der avNB an die Bundesnetzagentur

Nach § 51 Abs. 1 EEG sind die avNB verpflichtet, die Jahresabrechnung zum 31. Mai des Folgejahres der BNetzA mittels der auf deren Internetseiten zur Verfügung gestellten Formularvorlagen in elektronischer Form vorzulegen.

8.3.3.4 Wirtschaftsprüfer-Bescheinigungen zu den Jahresabrechnungen der avNB

Nach § 50 EEG können die rÜNB von den avNB verlangen, dass deren Jahresabrechnungen bis zum 31. Mai eines Jahres durch einen Wirtschaftsprüfer oder vereidigten Buchprüfer bescheinigt werden. Die Bescheinigung enthält je einen Wert für die nach Energieart differenzierten Strommengen, die Vergütungszahlungen, die Höhe der in Abzug gebrachten vermiedenen Netzentgelte sowie die direkt vermarkteten Strommengen. Es ist darauf zu achten, dass die an den rÜNB und an die BNetzA gemeldeten Jahresabrechnungsdaten den bescheinigten Werten entsprechen. Bei Differenzen ist eine Korrektur der gemeldeten Jahresabrechnungsdaten erforderlich.

8.3.3.5 Erstellen eines Berichts über die Datenermittlung

- (1) Nach § 52 Abs. 1 Nr. 2 EEG ist der avNB verpflichtet, einen Bericht über die Ermittlung der von ihm nach § 47 EEG mitgeteilten Daten unverzüglich nach dem 30. September des Folgejahres zu veröffentlichen und bis zum Ablauf des Folgejahres vorzuhalten.
- (2) Die Angaben und der Bericht müssen einen sachkundigen Dritten in die Lage versetzen, die ausgeglichenen Energiemengen und Vergütungszahlungen vollständig nachvollziehen zu können. Für die Erstellung des Berichts wird empfohlen, sich an dem in Anhang 2.1 dargestellten Muster zu orientieren.

8.4 Mitteilungen und Veröffentlichungen des rÜNB

8.4.1 Gesetzliche Regelung

- (1) Für Übertragungsnetzbetreiber gilt § 47 EEG mit der Maßgabe, dass die Angaben und die Endabrechnung nach § 47 Abs. 1 EEG für die Anlagen, die unmittelbar oder mittelbar nach § 8 Abs. 2 EEG an ihr Netz angeschlossen sind, auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen sind.
- (2) Wie für VNB gelten auch für ÜNB die Mitteilungspflichten nach § 51 Abs. 1 EEG und die Veröffentlichungspflichten nach § 52 Abs. 1 EEG. Ebenso kann von den ÜNB die Erstellung einer Wirtschaftsprüferbescheinigung nach § 50 EEG verlangt werden.
- (3) Darüber hinaus definiert der § 48 Abs. 2 EEG die Pflichten der rÜNB gegenüber den Lieferanten.

- (4) Im Rahmen ihrer Vermarktungstätigkeit sind die ÜNB verpflichtet, die Transparenzvorschriften nach § 7 Abs. 4 AusglMechV sowie §§ 2 bis 4 AusglMechAV einzuhalten.

8.4.2 Unterjährige Veröffentlichungen

8.4.2.1 Veröffentlichungen zu Stamm- und Bewegungsdaten

- (1) Die ÜNB sind gemäß § 52 Abs. 1 Nr. 1 i.V.m. § 48 EEG verpflichtet, die Stammdaten und die Bewegungsdaten der mittelbar (im Sinne von § 8 Abs. 2 EEG) oder unmittelbar an ihr Netz angeschlossenen Anlagen zu veröffentlichen.
- (2) Als **Anlagenstammdaten** sollten folgende Angaben veröffentlicht werden:
- Anlagenschlüssel (vgl. Abschnitt 8.2.2)
 - Zuordnung zu Energieart
 - Standort (bestehend aus PLZ, Bundesland, Ort und Adresse/ Flurstück)
 - Installierte Leistung
 - Inbetriebnahmejahr
 - Spannungsebene
 - Bei Biomasseanlagen:
 - Angabe, ob Einsatzstoffe nach § 27 Abs. 3 Nr. 2 („sonstige Biomasse“) und Abs. 4 Nr. 2 EEG (nachwachsende Rohstoffe, Gülle) verwendet werden
 - Angabe, ob Technologien nach § 27 Abs. 4 Nr. 1 und 3 EEG (Technologiebonus; KWK-Bonus) verwendet werden
- (3) Als **unterjährig verfügbare Bewegungsdaten** sollten veröffentlicht werden:
- Einspeisemengen in aggregierter Form
 - entsprechende Einspeisevergütungen
 - vermiedene Netzentgelte (entfällt bei Einspeisungen in das Höchstspannungsnetz).

8.4.2.2 Transparenz der Vermarktungstätigkeit

- (1) Gemäß § 2 AusglMechAV sind die ÜNB verpflichtet, folgende Daten auf einer gemeinsamen Internetseite in einem einheitlichen Format getrennt nach Regelzonen zu veröffentlichen:

a. Täglich

- i. Prognose der für den Tag d erwarteten Windeinspeisung und der erwarteten Einspeisung aus solarer Strahlungsenergie in mindestens stündlicher Auflösung; Veröffentlichung erfolgt bis 18:00 Uhr des Vortags d-1;
- ii. Online-Hochrechnung der Windeinspeisung für den Tag d in gleicher zeitlicher Auflösung wie die Vortagesprognose; Veröffentlichung erfolgt am Tag d unverzüglich nach Ermittlung;
- iii. Die an der Intraday-Strombörse für den Tag d beschafften bzw. veräußerten Strommengen in stündlicher Auflösung; Veröffentlichung erfolgt spätestens am Folgetag d+1 bis 18:00 Uhr;
- iv. Differenz zwischen der Prognose mit dem geringsten zeitlichen Abstand zum Erfüllungszeitpunkt und der Summe der für den Tag d insgesamt über den day-ahead und intraday Markt beschafften bzw. veräußerten Mengen in stündlicher Auflösung; Veröffentlichung erfolgt spätestens am Folgetag d+1 bis 18:00 Uhr

b. Monatlich

- i. In Anspruch genommene Ausgleichsenergie des EEG-Bilanzkreises in viertelstündlicher Auflösung; Veröffentlichung erfolgt unverzüglich nach Vorlage der Bilanzkreisabrechnung.

(2) Der ÜNB ist verpflichtet, spätestens zwei Werktage nach Ende der Auktion am vortägigen Spotmarkt auf seiner Internetseite folgendes bekannt zu geben (§ 8 Abs. 2 AusglMechAV):

1. Stunden, für die er ein preislimitiertes Gebot abgegeben hat;
2. Höhe der Preislimits jeder Tranche;
3. am vortägigen Spotmarkt unverkaufte Energiemenge.

(3) Im Falle, dass am vortägigen Spotmarkt die Veräußerung nicht vollständig erfolgt und eine anderweitige Veräußerung der unverkauften Menge vorgenommen wird, ist der ÜNB verpflichtet, gleichzeitig mit der vorgenannten Bekanntgabe auf seiner Internetseite zusätzlich die folgenden Angaben zu veröffentlichen (§ 8 Abs. 3 AusglMechAV):

1. Stunden, für welche Energie am untertägigen Spotmarkt unverkauft geblieben ist;

2. die Menge der in der jeweiligen Stunde unverkauften Energie.

- (4) § 7 Abs. 4 Nr. 1 AusglMechV bzw. § 3 Abs. 1 und 5 AusglMechAV verpflichten die ÜNB, ihre **monatlichen Einnahmen und Ausgaben** nach § 3 Abs. 3 und 4 AusglMechV sowie § 6 Abs. 1 und 3 AusglMechAV aufzuschlüsseln und auf einer gemeinsamen Internetseite in einheitlichem Format zu veröffentlichen und vorzuhalten. Dies geschieht derzeit auf www.eeg-kwk.net.
- (5) Die Veröffentlichung muss unverzüglich nach Verfügbarkeit, spätestens jedoch am dritten Werktag des Folgemonats erfolgen.
- (6) Als **Einnahmen** gelten nach § 3 Abs. 3 AusglMechV sowie § 6 Abs. 3 AusglMechAV
1. Einnahmen aus der vortägigen und untertägigen Vermarktung,
 2. Einnahmen aus Zahlungen der EEG-Umlage,
 3. Einnahmen aus der Verzinsung der Differenzbeträge zwischen Einnahmen und Ausgaben gem. § 3 Abs. 5 AusglMechV (Guthabenverzinsung),
 4. Einnahmen aus der Abrechnung der Ausgleichsenergie für den EEG-Bilanzkreis
 5. Einnahmen von den EVUs gem. Jahresabrechnung (§ 37 Abs. 4 EEG)
 6. Einnahmen aus der Verzinsung des Differenzbetrags nach § 6 Abs. 3 AusglMechAV, welcher sich aus der Abweichung der vereinnahmten von der entsprechend der Prüfung der BNetzA zulässigen EEG-Umlagehöhe ergibt.
- (7) Als **Ausgaben** gelten nach § 3 Abs. 3 und 4 AusglMechV sowie § 6 Abs. 1 und 3 AusglMechAV
1. die Vergütungszahlungen an EEG-Anlagenbetreiber (Direktzahlungen an Anlagenbetreiber, deren Anlagen direkt an die Netze der ÜNB angeschlossen sind, sowie Zahlungen an Verteilnetzbetreiber zum Ausgleich von deren Vergütungszahlungen an Anlagenbetreiber abzüglich vermiedener Netzentgelte),
 2. Rückzahlungen an EVUs gem. Jahresabrechnung (§ 37 Abs. 4 EEG)
 3. Kosten für den untertägigen Ausgleich,
 4. notwendige Kosten aus der Abrechnung der Ausgleichsenergie für den EEG-Bilanzkreis
 5. notwendige Kosten für die Börsenzulassung und Handelsanbindung,

6. notwendige Kosten der Transaktionen für die Erfassung der Ist-Werte, die Abrechnung und den horizontalen Belastungsausgleich,
 7. notwendige Kosten für die Erstellung von vortägigen und untertägigen Prognosen der EEG-Einspeisung.
 8. notwendige Kosten für die Erstellung der Zweijahres- und Mittelfristprognosen nach § 3 Abs. 3 und 4 AusglMechAV sowie für die Ermittlung der EEG-Umlage nach § 3 Abs. 2 AusglMechV,
 9. notwendige Kosten für die IT-Infrastruktur, das Personal und Dienstleistungen,
 10. Kosten der Verzinsung der Differenzbeträge zwischen Einnahmen und Ausgaben gem. § 3 Abs. 5 AusglMechV (Soll-Verzinsung),
 11. die aus der Abweichung zwischen dem tatsächlichen Soll-Zinssatz und dem in § 3 Abs. 5 AusglMechV vorgesehenen Soll-Zinssatz entstehenden Kosten,
 12. die aus der Abweichung zwischen dem tatsächlichen Haben-Zinssatz und dem in § 3 Abs. 5 AusglMechV vorgesehenen Haben-Zinssatz entstehenden Kosten,
 13. Kosten für die Bereitstellung von Kreditlinien zur Finanzierung von Differenzbeträgen zwischen Einnahmen und Ausgaben,
 14. Kosten der Verzinsung des Differenzbetrags nach § 6 Abs. 3 AusglMechAV, welcher sich aus der Abweichung der vereinnahmten von der entsprechend der Prüfung der BNetzA zulässigen EEG-Umlagehöhe ergibt,
 15. Bonuszahlungen im Rahmen des Anreizmechanismus zur bestmöglichen Vermarktung nach § 7 Abs. 7 bis 9 AusglMechAV.
- (8) Die aufgeschlüsselten monatlichen Einnahmen und Ausgaben sind in Form der tatsächlichen Einnahmen und Ausgaben laut dem am letzten Tag des Monats aktuellen Kontostand zu veröffentlichen. Die Veröffentlichung kann auch in Form zusammengefasster Werte der vier ÜNB erfolgen. Derzeit erfolgt die Veröffentlichung auf der Internetseite www.eeg-kwk.net.

8.4.3 Jahresabrechnungen und jährliche Veröffentlichungen der ÜNB

8.4.3.1 Veröffentlichungs- und Transparenzpflichten in Verbindung mit der EEG-Umlage (§ 3 AusglMechAV)

- (1) Nach § 3 Abs. 2 AusglMechAV sind die ÜNB verpflichtet, bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres die EEG-Umlage für das Folgejahr ermitteln und transparent zu veröffentlichen. Die Veröffentlichung umfasst insbesondere die zugrunde gelegten Daten, Prämissen, Berechnungen und Ergebnisse, die in die Kalkulation eingeflossen sind. Die Veröffentlichung sollte es einem sachkundigen Dritten ermöglichen, ohne weitere Informationen die Ermittlung der EEG-Umlage vollständig nachzuvollziehen.
- (2) Nach § 3 Abs. 2 AusglMechAV sind die ÜNB verpflichtet, bis 15. November eines Kalenderjahres die realistische Bandbreite der EEG-Umlage für das Folgefolgejahr zu prognostizieren und zu veröffentlichen. Die Prognose ist nach dem Stand von Wissenschaft und Technik zu erstellen. Die Veröffentlichung umfasst insbesondere die zugrunde gelegten Daten, Prämissen, Berechnungen und Ergebnisse, die in die Kalkulation eingeflossen sind. Die Veröffentlichung sollte es einem sachkundigen Dritten ermöglichen, ohne weitere Informationen die Ermittlung vollständig nachzuvollziehen. Weder die Höhe noch die Bandbreite der prognostizierten Umlage des Folgefolgejahres sind hierbei für die ÜNB verbindlich.
- (3) Gemäß § 3 Abs. 4 AusglMechAV veröffentlichen die ÜNB bis zum 15. November eines Kalenderjahres die EEG-Mittelfristprognose für die folgenden fünf Kalenderjahre. Zu veröffentlichen ist jeweils getrennt für die nach EEG geförderten Energieträger (§§ 23 bis 33 EEG) die prognostizierte Entwicklung der installierten Leistung der EEG-Anlagen, der Volllaststunden, der eingespeisten Jahresarbeit, der an die Anlagenbetreiber auszahlenden EEG-Vergütungen und der vermiedenen Netzentgelte (vNE) sowie die Entwicklung des privilegierten sowie des nicht-privilegierten Letztverbraucherabsatzes. Die nach § 17 EEG voraussichtlich direkt vermarkteten Strommengen sind zu berücksichtigen. Die Prognose ist nach dem Stand von Wissenschaft und Technik zu erstellen. Die verwendeten Prämissen sind anzugeben.
- (4) Die o. g. Veröffentlichungen erfolgen in einem einheitlichen Format auf der gemeinsamen Internetseite der ÜNB (www.eeg-kwk.net). Eine Veröffentlichung zusammengefasster Werte ist hierbei zulässig.

8.4.3.2 Veröffentlichung der Jahresabrechnung der an das Netz der ÜNB angeschlossenen EEG-Anlagen

- (1) § 48 Abs. 1 EEG verpflichtet die ÜNB, die von den Betreibern der an das Übertragungsnetz angeschlossenen EEG-Anlagen erhaltenen Angaben für das Vorjahr für jede einzelne Anlage und aggregiert bis zum 31. Mai des Folgejahres auf ihren Internetseiten zu veröffentlichen und mindestens bis zum Ende des Folgejahres vorzuhalten.
- (2) Die Endabrechnung für jede einzelne Anlage sollte mindestens folgende Angaben enthalten:
 - Anlagenschlüssel (vgl. Abschnitt 8.2.2)
 - Einspeisemengen, aufgeteilt nach EEG-Vergütungskategorien
 - tatsächlich geleistete Vergütungszahlungen
 - vermiedene Netzentgelte
 - direkt vermarktete Strommengen.

8.4.3.3 Veröffentlichung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der ÜNB

- (1) § 7 Abs. 4 Nummer 1 AusglMechV bzw. § 3 Abs. 1 und 5 AusglMechAV verpflichten die ÜNB, ihre jährlichen Einnahmen und Ausgaben nach § 3 Abs. 3 und 4 AusglMechV sowie § 6 Abs. 1 und 3 AusglMechAV aufzuschlüsseln und auf einer gemeinsamen Internetseite in einheitlichem Format unverzüglich zu veröffentlichen und vorzuhalten. (Auflistung der zu veröffentlichenden Einnahmen und Ausgaben ist im Abschnitt 8.4.2.2, Absätze (6) und (7) enthalten).
- (2) Da die Angaben zu Einnahmen und Ausgaben den ÜNB erst zu Beginn des neuen Jahres für das Vorjahr zur Verfügung stehen, verzichtet die Regelung auf einen Stichtag. Eine unverzügliche Veröffentlichung ist im Sinne der Begründung zur AusglMechV in der Regel dann gegeben, wenn die entsprechenden Daten zeitnah zu Jahresbeginn veröffentlicht werden.

8.4.3.4 Wirtschaftsprüfer-Bescheinigung des rÜNB zur Jahresabrechnung

Nach § 50 EEG kann vom rÜNB verlangt werden, die Abrechnung gegenüber den Lieferanten bis zum 31. Juli des Folgejahres durch einen Wirtschaftsprüfer oder vereidigten Buchprüfer bescheinigen zu lassen. Für den horizontalen Ausgleich zwi-

schen den ÜNB nach § 3 Abs. 6 Satz 3 AusglMechV sowie die Endabrechnung mit den Lieferanten muss die Bescheinigung folgende Angaben enthalten:

- EEG-Einspeisungen in der Regelzone (energieartenscharf)
- Vergütungszahlungen (energieartenscharf)
- vermiedene Netzentgelte (energieartenscharf)
- direkt vermarktete Strommengen (energieartenscharf)
- EEG-pflichtiger Letztverbrauch in der Regelzone
- Liefermengen an „Härtefallkunden“
- Einnahmen und Ausgaben nach § 3 Abs. 3 und 4 AusglMechV sowie § 6 Abs. 1 und 3 AusglMechAV (Auflistung der Einnahmen und Ausgaben ist in Abschnitt 8.4.2.2, Absätze (6) und (7) enthalten).

8.4.3.5 Jahresabrechnung des ÜNB gegenüber den Lieferanten

- (1) Nach § 48 Abs. 2 Nr. 2 EEG sind ÜNB verpflichtet, den Lieferanten, für die sie regelverantwortlich sind, die Jahresabrechnung bis zum 31. Juli des Folgejahres vorzulegen.
- (2) Diese Abrechnung basiert auf den Bescheinigungen der Lieferanten über die voll umlagepflichtigen, die privilegierten sowie die von der Umlage befreiten Letztverbräuche sowie der von den ÜNB für das Vorjahr ermittelten EEG-Umlage. Sie beinhaltet eine Differenzabrechnung zwischen den von den Lieferanten unterjährig gezahlten Umlagebeträgen und den entsprechend der testierten Letztverbrauchsabgabe resultierenden Umlagebeträgen.
- (3) Diese Differenzen werden gemäß § 3 Abs. 6 Satz 2 AusglMechV bis 30. September des auf die Einspeisung folgenden Jahres ausgeglichen.

8.4.3.6 Erstellen eines Berichts über die Datenermittlung

ÜNB sind nach § 52 Abs. 1 Nr. 2 EEG verpflichtet, unverzüglich nach dem 30. September des Folgejahres einen Bericht über die Ermittlung der nach §§ 45 - 49 EEG mitgeteilten Daten des Vorjahres zu veröffentlichen. Für die Erstellung des Berichts wird empfohlen, sich an dem in Anhang 2.2 dargestellten Muster zu orientieren. Der Bericht ist mindestens bis zum Ablauf des Folgejahres vorzuhalten.

8.4.3.7 Jahresabrechnungen 2008 und 2009

- (1) Gemäß § 12 AusglMechV findet die Verordnung keine Anwendung auf die Jahresabrechnungen der Kalenderjahre 2008 und 2009. Demnach richtet sich der aus den Endabrechnungen für 2008 und 2009 resultierende Ausgleich der Strommengen und Vergütungszahlungen allein nach den Regelungen des EEG. Vergleiche hierzu die entsprechenden Ausführungen aus der EEG-Umsetzungshilfe Version 1.1 vom 1. Dezember 2009 /55/.

8.4.4 Meldungen an die Bundesnetzagentur

8.4.4.1 Unterjährige Meldungen

- (1) § 8 AusglMechAV definiert eine Übergangsregelung, um die Auswirkungen eines Marktversagens der Börsen in der Übergangszeit aufzufangen bzw. abzumildern. In dieser Übergangszeit ist es den ÜNB gestattet, in besonderen Marktsituationen die in § 8 AusglMechAV genannten Maßnahmen u. a. zur Limitierung der Börsenpreise bzw. zur Verminderung der EEG-Einspeisung zu nutzen. Die Nutzung dieser Maßnahmen ist jedoch der BNetzA in folgender Form anzuzeigen:
- a. Die Stunden, in welchen der ÜNB von der Verpflichtung, die vollständige Einspeisung gem. der Vortagesprognose preisunabhängig an der vortäglichen Spotbörse zu veräußern, abzuweichen gedenkt, sind der BNetzA vorab und unverzüglich anzuzeigen (§ 8 Abs. 1 AusglMechAV);
 - b. Gedenkt der ÜNB, Vereinbarungen mit den Betreibern von konventionellen Erzeugungsanlagen oder von EEG-Anlagen zur freiwilligen Einspeisereduktion bzw. mit den Stromverbrauchern zur Verbrauchssteigerung zu nutzen, so ist die zur Einspeisereduktion bzw. Verbrauchssteigerung zu nutzende Verfahrensanweisung sowie ihre etwaigen Änderungen der BNetzA vor ihrer ersten Anwendung anzuzeigen. Die Vertragsvereinbarungen sind auf Verlangen der BNetzA vorzulegen (§ 8 Abs. 4 AusglMechAV).
- (2) Die ÜNB sind nach § 5 Abs. 3 AusglMechAV verpflichtet, der BNetzA auf Aufforderung die Kontoauszüge und die Daten der internen Buchführung vorzulegen.

8.4.4.2 Jährliche Meldungen

- (1) Nach § 51 Abs. 1 EEG sind die ÜNB verpflichtet, die **Jahresabrechnung der an das Netz der ÜNB angeschlossenen EEG-Anlagen** zum 31. Mai des Folgejahres der BNetzA mittels der auf deren Internetseiten zur Verfügung gestellten Formularvorlagen in elektronischer Form vorzulegen.
- (2) Nach § 51 Abs. 1 EEG sind die ÜNB verpflichtet, die **Jahresabrechnung gegenüber den Lieferanten** zum 31. Juli des Folgejahres der BNetzA mittels der auf deren Internetseiten zur Verfügung gestellten Formularvorlagen in elektronischer Form vorzulegen.
- (3) Nach § 7 Abs. 4 Nummer 2 AusglMechV bzw. § 4 Abs. 1 AusglMechAV sind die ÜNB verpflichtet, ihre **Einnahmen und Ausgaben** aus dem Vorjahr aufgeschlüsselt nach § 3 Abs. 3 und 4 AusglMechV sowie § 6 Abs. 1 und 3 AusglMechAV unverzüglich der BNetzA mitzuteilen. (Auflistung der Einnahmen und Ausgaben ist im Kapitel 8.4.2.2 Abs. (6) und (7) enthalten). Diese Übertragung kann lt. der Begründung des Regierungsentwurfs zur AusglMechV auch auf elektronischem Weg erfolgen.
- (4) Die ÜNB sind verpflichtet, der BNetzA bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres die Ermittlung der EEG-Umlage für das folgende Kalenderjahr transparent mitzuteilen. Die Mitteilungspflicht umfasst insbesondere die Datengrundlagen, Annahmen, Rechenwege, Berechnungen und Endwerte, die in die Ermittlung eingeflossen sind. Die Angaben sind mindestens in einem Detaillierungsgrad zu übermitteln, dass sie einen sachkundigen Dritten in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Ermittlung vollständig nachzuvollziehen.
- (5) Vor der Berechnung der EEG-Umlage sind nach § 6 Abs. 2 AusglMechAV der BNetzA die Richtigkeit und Notwendigkeit der Kostenpositionen nachzuweisen.
- (6) Derjenige ÜNB, der einen Bonus nach § 7 AusglMechAV geltend machen will, ist nach § 7 Abs. 8 Satz 2 AusglMechAV zur Anzeige und zum Nachweis der sachlichen Richtigkeit der Berechnung des Bonus gegenüber der BNetzA bis zum 31. März des auf das Jahr, für das der Bonus gewährt werden soll, folgenden Jahres verpflichtet.
- (7) Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, auf Aufforderung der BNetzA, jedenfalls aber bis zum 31. März eines Kalenderjahres für das Vorjahr folgende Daten an diese zu übermitteln:
 - a. Preise, Mengen und Stunden der im vor- und untertäglichen börslichen Handel beschafften oder veräußerten Strommengen

- b. Arbeitspreise, Mengen, Anbieter und Stunden der in Anspruch genommenen EEG-Reserve.
- (8) Die der BNetzA nach Absätzen (4) und (7) dieses Abschnitts mitzuteilenden Daten einschließlich der zu ihrer Überprüfung notwendigen Daten sind in elektronischer Form vorzulegen. Die Formularvorlagen der BNetzA sind, soweit bereitstellt, für die Datenübermittlung zu nutzen.

Literaturverzeichnis

Gesetze, Verordnungen, Richtlinien der Europäischen Gemeinschaften und behördliche Veröffentlichungen:²⁷

- /1/ EEG: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG)²⁸ vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), zuletzt geändert durch Gesetz vom 21. Juli 2011 (BGBl. I, S. 1475).
- /2/ Begründung zu dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074) - Konsolidierte Fassung - , Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, 2008, online im Internet unter <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/40508/>.
- /3/ EnWG: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG)²⁹ vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970), zuletzt geändert durch Artikel 8 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1634).
- /4/ KWK-G: Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), zuletzt geändert durch Artikel 11 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1634).
- /5/ BiomasseV: Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung – BiomasseV) vom 21. Juni 2001 (BGBl. I S. 1234), zuletzt geändert durch Art. 5 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1634).

²⁷ Die Änderungen des EEG durch das Gesetz vom 21. Juli 2011 treten – mit Ausnahme der für Stromvertriebe relevanten Änderung des § 54 EEG – erst zum 1. Januar 2012 in Kraft. Hinweise zu diesen Änderungen sind in der vorliegenden Umsetzungshilfe noch nicht berücksichtigt, sie werden Gegenstand einer künftigen Überarbeitung der Unterlage sein. Dieser Umsetzungshilfe liegt der Gesetzesstand einschließlich der Änderungen durch Artikel 1 des Europarechtsanpassungsgesetzes Erneuerbare Energien (EAG EE) vom 12. April 2011 (BGBl. I S. 619) zugrunde.

Ebenso sind die jüngsten Änderungen des EnWG, des KWK-G, der Biomasseverordnung, der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung, der Systemdienstleistungsverordnung, der Ausgleichsmechanismusverordnung und der Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung durch das Gesetz vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1634) nicht in der vorliegenden Umsetzungshilfe berücksichtigt. Den vorliegenden Ausführungen liegen jeweils die zuvor gültigen Fassungen der Gesetze und Verordnungen zugrunde.

²⁸ Artikel 1 des Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften vom 25. Oktober 2008, in Kraft getreten am 1. Januar 2009

²⁹ Artikel 1 des Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 7. Juli 2005, in Kraft getreten am 13. Juli 2005

- /6/ BioSt-NachV: Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von flüssiger Biomasse zur Stromerzeugung (Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung – BioSt-NachV) vom 23. Juli 2009 (BGBl. I S. 2174), zuletzt geändert durch Art. 6 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1634).
- /7/ SDLWindV: Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung – SDLWindV) vom 3. Juli 2009 (BGBl. I S. 1734), zuletzt geändert durch Artikel 4 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1634).
- /8/ AusglMechV: Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (Ausgleichsmechanismusverordnung – AusglMechV) vom 17. Juli 2009 (BGBl. I S. 2101), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1634).
- /9/ AusglMechAV: Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung – AusglMechAV) vom 22. Februar 2010 (BGBl. I S. 134), zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1634).
- /10/ ARegV: Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV) vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), zuletzt geändert durch Artikel 7 der Verordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261).
- /11/ Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt, Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften L 283/33 vom 27. Oktober 2001.
- /12/ GPKE: Anlage zum Beschluss BK6-06-009 der Bundesnetzagentur: Darstellung der Geschäftsprozesse zur Anbahnung und Abwicklung der Netznutzung bei der Belieferung von Kunden mit Elektrizität (Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität, GPKE), Bundesnetzagentur, Juli 2006.
- /13/ BNetzA: Festlegung BK6-07-002 vom 10.06.2008 „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS)“.
- /14/ BNetzA: Mitteilung Nr. 5 vom 01.03.2011 zur Festlegung BK6-07-002 vom 10. Juli 2008 „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS)“: hier: Veröffentlichung von Überführungszeitreihen (Geschäftsprozesse EUZ), online unter www.bundesnetzagentur.de → Beschlusskammern → BK6 → MaBiS-Mitteilungen.
- /15/ BNetzA: Leitfaden zur Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund eines Antrages auf Erweiterungsfaktor nach § 4 Abs. 4 Nr. 1 i.V.m. § 10 ARegV, Stand: Mai 2010, online

unter www.bundesnetzagentur.de → Sachgebiete → Elektrizität/Gas → Erhebung von Unternehmensdaten → Erweiterungsfaktor – Erlösobergrenzen.

- /16/ BNetzA: Positionspapier zur verbesserten Prognose und Bilanzierung von Solarstrom-einspeisungen, Beschlusskammer 6, AZ BK6-10-164, November 2010, und Konkretisierung der im Positionspapier genannten Maßnahmen, 07.01.2011, beide Dokumente online unter www.bundesnetzagentur.de → Beschlusskammern → BK6 → Positionspapier zur verbesserten Prognose und Bilanzierung von Solarstrom-einspeisungen.

Veröffentlichungen der Clearingstelle EEG:

- /17/ Votum 2008/14 vom 19. September 2008: Anspruch auf Netzausbau, wirtschaftliche Zumutbarkeit; anonymisierte Fassung unter www.clearingstelle-eeeg.de/VotV/2008/14.
- /18/ Hinweis 2009/14 vom 23. September 2010: Vorgaben gemäß § 6 Abs. 1 EEG 2009 für PV-Anlagen; www.clearingstelle-eeeg.de/hinww/2009/14.
- /19/ Empfehlung 2010/5 vom 4. Oktober 2010: Betriebliche Einrichtungen im Sinne des § 6 Abs. 1 EEG 2009.

Technische Richtlinien für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen:

Die Technischen Richtlinien (Unterlagen /20/ bis /30/) sind auf der Internetseite des BDEW www.bdew.de unter der Rubrik Energie → Energienetze und Regulierung → Netzwirtschaft / Netzzugang → Netzanschluss Strom → NetzCodes und Richtlinien veröffentlicht.

Niederspannung:

- /20/ VDEW: Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“, 4. Ausgabe 2001.
- /21/ VDN: Merkblatt zur VDEW- Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“, 4. Ausgabe 2001, herausgegeben vom Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW, März 2004.
- /22/ VDN: Ergänzende Hinweise zur VDEW- Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“, 4. Ausgabe 2001, herausgegeben vom Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW, September 2005.
- /23/ VDN: TAB 2007: Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz, Stand Juli 2007.
- /24/ BDEW: Ergänzung zu den TAB 2007: Umsetzung des § 33 Abs. 2 EEG 2009 und des § 4 Abs. 3a KWK-G 2009; Oktober 2009.

Mittelspannung:

- /25/ BDEW: Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz: TAB Mittelspannung 2008; Ausgabe Mai 2008.
- /26/ BDEW: Technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ (Ausgabe Juni 2008).
- /27/ BDEW: Regelung von Übergangsfristen für bestimmte Anforderungen in Ergänzung der technischen Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, Ausgabe Juni 2008; Stand: Juli 2010 (gültig für Anlagen mit Inbetriebnahme bis einschließlich 31.03.2011).
- /28/ BDEW: Regelung von Übergangsfristen für bestimmte Anforderungen in Ergänzung der technischen Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, Ausgabe Juni 2008; Stand: 15. Februar 2011 (gültig für Anlagen mit Inbetriebnahme ab 01.04.2011).

Hoch- und Höchstspannung:

- /29/ VDN: „EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz - Leitfaden für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien am Hoch- und Höchstspannungsnetz in Ergänzung zu den NetzCodes“, August 2004.
- /30/ VDN: TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Version 1.1, August 2007.

VDEW-Materialien und BDEW-Materialien zum EEG:

Die Materialien /31/ bis /49/ sind im Mitgliederbereich der BDEW-Internetseite www.bdew.de unter der Rubrik Energie → Recht → EEG und KWK-G veröffentlicht; URL: http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_7BDG9S_EEG_und_KWK-G?open&r1=Energie%2FRecht%2FEEG%20und%20KWK-G%2FEnergie-Infos

- /31/ VDEW: VDEW-Materialien M-02/2005: Fragen und Antworten zum neuen EEG (I), Berlin, 24. Februar 2005
- /32/ VDEW: VDEW-Materialien M-03/2005: Fragen und Antworten zum neuen EEG (II), Berlin, 31. Mai 2005
- /33/ VDEW: VDEW-Materialien M-05/2005: Fragen und Antworten zum neuen EEG (III), Berlin, 17. November 2005

- /34/ VDEW: Energie Spezial: Fragen und Antworten zum neuen EEG (IV) – Praxis-Informationen für VDEW-Mitglieder, Berlin, 29. Mai 2006
- /35/ VDEW: Energie-Info: Fragen und Antworten zum neuen EEG (V), Berlin, 20. Dezember 2006
- /36/ BDEW Direkt Spezial, Ausgabe 102 | 08 vom 22. Dezember 2008: Wichtige Rechtsänderungen zum Jahreswechsel durch das EEG 2009
- /37/ BDEW: Energie-Info: „Fragen und Antworten zum EEG 2009“, Ausgabe „Netzanschluss und Netzausbau einschließlich Einspeisemanagement“, 2. Auflage; Berlin, 28. Februar 2010
- /38/ BDEW: Energie-Info: „Fragen und Antworten zum EEG 2009“, Ausgabe „Vergütung und Direktvermarktung“, 2. Auflage; Berlin, 28. Februar 2010
- /39/ BDEW: Energie-Info: „Fragen und Antworten zum EEG 2009“, Ausgabe „Biomasse“, 2. Auflage; Berlin, 28. Februar 2010
- /40/ BDEW: Energie-Info: „Fragen und Antworten zum EEG 2009“, Ausgabe „Windenergie“, 2. Auflage; Berlin, 28. Februar 2010
- /41/ BDEW: Energie-Info: „Fragen und Antworten zum EEG 2009“, Ausgabe „Solarstrom“, 2. Auflage; Berlin, 28. Februar 2010
- /42/ BDEW: Energie-Info: „Fragen und Antworten zum EEG 2009“, Ausgabe „Übergangsregelung für Palm- und Sojaöl – Anwendungsfragen und Verfassungsmäßigkeit“, 2. Auflage; Berlin, 28. Februar 2010
- /43/ BDEW: Energie-Info: „Fragen und Antworten zum EEG 2009“, Ausgabe „Messung und Messeinrichtungen“, 1. Auflage; Berlin, 28. Februar 2010
- /44/ BDEW: Energie-Info: „Fragen und Antworten zum EEG 2009“, Ausgabe „Wasserkraft“, 1. Auflage; Berlin, 28. Februar 2010
- /45/ BDEW: Energie-Info: „Fragen und Antworten zum EEG 2009“, Ausgabe „Vertriebsrechtliche Änderungen“, 2. Auflage; Berlin, 28. Februar 2010
- /46/ BDEW: Energie-Info: „Fragen und Antworten zum EEG 2009“, Ausgabe „Inbetriebnahme von EEG-Anlagen über einen Jahreswechsel“, 2. Auflage; Berlin, 28. Februar 2010
- /47/ BDEW extra vom 27. Oktober 2010: Praxishinweise zur vorgeschriebenen Installation von Regeleinrichtungen in EEG-Anlagen bis zum 31. Dezember 2010
- /48/ BDEW: Energie-Info: Vertriebliche Umsetzungshilfe zum EEG 2009 – Hinweise zu den Informations-, Abrechnungs-, Datenlieferungs- und Berichtspflichten von Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach dem EEG 2009; Berlin, 24. November 2010
- /49/ BDEW: Energie-Info: „Fragen und Antworten zum EEG 2009“, Ausgabe „Hinweise zur Anwendung von § 66 Abs. 1a EEG 2009“, 1. Auflage; Berlin, 26. Mai 2010

Weitere Verbandsmaterialien:

- /50/ VDN: Handlungsempfehlung EEG/KWKG-Einspeisepprofile, Verband der Netzbetreiber (VDN) e.V. beim VDEW, Berlin, März 2006, online im BDEW-Mitgliederbereich unter www.bdew.de → Energie → Energienetze und Regulierung → Netzwirtschaft / Netzzugang → Last-/Einspeisepprofile → EEG-/KWKG-Einspeisepprofile
- /51/ VDN: Kalkulationstool Einspeisepprofile für Photovoltaik, Verband der Netzbetreiber (VDN) e.V. beim VDEW, Berlin, 1. März 2008, online im BDEW-Mitgliederbereich unter www.bdew.de → Energie → Energienetze und Regulierung → Netzwirtschaft / Netzzugang → Last-/Einspeisepprofile → EEG-/KWKG-Einspeisepprofile
- /52/ VDN: Kalkulationsleitfaden § 18 StromNEV, Verband der Netzbetreiber (VDN) e.V. beim VDEW, Berlin, 3. März 2007, online unter www.bdew.de → Energie → Energienetze und Regulierung → Netzwirtschaft / Netzzugang → EEG/KWK-G → EEG-Umsetzungshilfen
- /53/ BDEW/VKU: Beiblatt zum Kalkulationsleitfaden nach § 18 StromNEV (Direktvermarktung von Strom aus EEG-Anlagen), Berlin, 9. Oktober 2009, online im BDEW-Mitgliederbereich unter www.bdew.de → Energie → Energienetze und Regulierung → Netzwirtschaft / Netzzugang → EEG/KWK-G → EEG-Umsetzungshilfen
- /54/ BDEW/VKU: Empfehlung von BDEW und VKU zur Wahl technischer Einrichtungen nach § 6 EEG, Berlin, 11. September 2009, online unter www.bdew.de → Energie → Energienetze und Regulierung → Netzwirtschaft / Netzzugang → EEG/KWK-G → EEG-Umsetzungshilfen
- /55/ BDEW: Umsetzungshilfe zum EEG 2009, Version 1.1, Berlin, 1. Dezember 2009, online unter www.bdew.de → Energie → Energienetze und Regulierung → Netzwirtschaft / Netzzugang → EEG/KWK-G → EEG-Umsetzungshilfen
- /56/ BDEW: Stellungnahme des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. gegenüber der Clearingstelle EEG zu folgender Frage (Verfahren 2008/49): Anlagenzusammenfassung nach § 19 Abs. 1 EEG 2009: Unter welchen Voraussetzungen befinden sich gemäß § 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2009 mehrere Anlagen „auf demselben Grundstück oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe?“, online im Internet unter <http://www.clearingstelle-eeg.de/EmpfV/2008/49>

Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV) vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529) → siehe Literaturverzeichnis, Eintrag /10/
AusglMechAV	Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung – AusglMechAV) vom 22. Februar 2010 → siehe Literaturverzeichnis, Eintrag /9/
AusglMechV	Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV) vom 17. Juli 2009 → siehe Literaturverzeichnis, Eintrag /8/
avNB	abnahme- und vergütungspflichtiger Netzbetreiber
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BauGB	Baugesetzbuch
BIKO	Bilanzkoordinator
BImSchG	Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz)
BioSt-NachV	Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von flüssiger Biomasse zur Stromerzeugung (Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung – BioSt-NachV) vom 23. Juli 2009, → siehe Literaturverzeichnis, Eintrag /5/
BK	Bilanzkreis
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BLE	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
BMELV	Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz
BMF	Bundesministerium der Finanzen
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur)
EAG EE	Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien
EEG	EEG 2009 (s. dort)
EEG 2000	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien vom 29. März 2000, in Kraft getreten am 1. April 2000, zuletzt geändert durch das zweite Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 22. Dezember 2003 (BGBl. I S. 3074), in Kraft getreten am 1. Januar 2004
EEG 2004	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) ³⁰ vom 21. Juli 2004, in Kraft getreten am 1. August 2004, zuletzt geändert durch Art. 1 des Ersten Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 7. November 2006 (BGBl. I S. 2550), in Kraft getreten am 1. Dezember 2006
EEG 2009	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) ³¹ vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), in Kraft getreten am 1. Januar 2009, in der durch das „Europarechtsanpassungsgesetz“ vom 12. April 2011 geänderten Fassung → siehe Literaturverzeichnis, Eintrag /1/
EEG-Anlage	Anlage zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas, für deren Stromerzeugung grundsätzlich ein Anspruch auf Vergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz besteht
EFR	Europäische Funkrundsteuerung
EnEV	Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung – EnEV) vom 24. Juli 2007 (BGBl. I S. 1519)
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970), → siehe Literaturverzeichnis, Eintrag /3/
FGW	Fördergesellschaft Windenergie und andere erneuerbare Energien e. V.

³⁰ Artikel 1 des Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich vom 21. Juli 2004, in Kraft getreten am 1. August 2004

³¹ Artikel 1 des Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften vom 25. Oktober 2008, in Kraft getreten am 1. Januar 2009

GPKE	Geschäftsprozesse für die Kundenbelieferung mit Elektrizität → siehe Literaturverzeichnis, Eintrag /12/
IDW	Institut der Wirtschaftsprüfer
KWK-G	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092) → siehe Literaturverzeichnis, Eintrag /4/
MaBiS	Marktregeln für die Bilanzierung von Strom → siehe Literaturverzeichnis, Eintrag /13/
NAV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (Niederspannungsanschlussverordnung – NAV) vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2529)
rÜNB	regelverantwortlicher Übertragungsnetzbetreiber
SDLWindV	Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung – SDLWindV) vom 3. Juli 2009 → siehe Literaturverzeichnis, Eintrag /7/
StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), zuletzt geändert durch Artikel 9 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1634)
StromNZV	Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), zuletzt geändert durch Artikel 10 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1634)
TA Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e. V.
VNB	Verteilnetzbetreiber

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aufbau von Mess-/Zähleinrichtungen und Ermittlung der Strommengen bei gleichzeitigem Betrieb von mehreren Erzeugungsanlagen an demselben Netzanschluss; speziell: KWK-Anlage (BHKW) und kleine EEG-Anlage (PV-Anlage).....	24
Abbildung 2: Messaufbau bei kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe.....	35
Abbildung 3: Inbetriebnahmebegriff, Vergütungshöhe und -dauer bei Inbetriebnahme einer EEG-Anlage (hier: Inbetriebnahme in 2009) unter Berücksichtigung einer Anfahrphase	41
Abbildung 4: Inbetriebnahmebegriff, Vergütungshöhe und -dauer bei Umstellung von Betrieb mit konventionellen Energieträgern auf Betrieb mit EEG-Energieträgern	42
Abbildung 5: Inbetriebnahmebegriff, Vergütungshöhe und -dauer bei Wechsel des Generators in bestehender EEG-Anlage; hier: Einbau eines neuen Generators	42
Abbildung 6: Zähleranordnung bei Eigenverbrauch von Strom aus PV-Anlagen (§ 33 Abs. 2 EEG)	90
Abbildung 7: EEG-Ausgleichsmechanismus ab Januar 2010	97
Abbildung 8: 21 Überführungszeitreihen, Ausprägung energieartenscharf und sortenrein	101
Abbildung 9: Datenfluss und Veröffentlichung der Anlagenstammdaten und der unterjährig verfügbaren Bewegungsdaten, Überblick	111
Abbildung 10: Datenfluss und Veröffentlichung der Jahresabrechnungsdaten, Überblick	111

Anhänge zur Umsetzungshilfe zum EEG 2009

Anhang 1: Zeitreihentypen für die EEG-Strom-Aufnahme und -Weitergabe (vgl. Kapitel 7)

Zeitreihentypen für die EEG-Abwicklung:

Quelle: BNetzA: Mitteilung Nr. 5 vom 01.03.2011 zur MaBiS, siehe /14/

Anhang 1.1: Sorten- und energieartenscharfe EEG-Einspeisezeitreihen

zur **Erfassung** der EEG-Einspeisungen beim VNB:

ZR-Typ	Inhalt
B I L	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Biomasse/ Biogas nach § 27 EEG 2009 im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Lastgangzählung
B I P	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Biomasse/ Biogas nach § 27 EEG 2009 im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Standardeinspeisepprofile
B I T	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Biomasse/ Biogas nach § 27 EEG 2009 im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile
G A L	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Deponie-, Klär- oder Grubengas nach §§ 24, 25 u. 26 EEG 2009 im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Lastgangzählung
G A P	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Deponie-, Klär- oder Grubengas nach §§ 24, 25 u. 26 EEG 2009 im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Standardeinspeisepprofile
G A T	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Deponie-, Klär- oder Grubengas nach §§ 24, 25 u. 26 EEG 2009 im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile
G E L	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Geothermieranlagen nach § 28 EEG 2009 im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Lastgangzählung
G E P	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Geothermieranlagen nach § 28 EEG 2009 im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Standardeinspeisepprofile
G E T	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Geothermieranlagen nach § 28 EEG 2009 im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile
S O L	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus solarer Strahlungsenergie nach §§ 32 u. 33 EEG 2009 im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Lastgangzählung
S O P	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus solarer Strahlungsenergie nach §§ 32 u. 33 EEG 2009 im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Standardeinspeisepprofile
S O T	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus solarer Strahlungsenergie nach §§ 32 u. 33 EEG 2009 im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile
W F L	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Offshore-Windenergieanlagen nach § 31 EEG 2009 im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Lastgangzählung
W F P	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Offshore-Windenergieanlagen nach § 31 EEG 2009 im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Standardeinspeisepprofile

W F T	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Offshore-Windenergieanlagen nach § 31 EEG 2009 im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile
W N L	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Onshore-Windenergieanlagen nach §§ 29 u. 30 EEG 2009 im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Lastgangzählung
W N P	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Onshore-Windenergieanlagen nach §§ 29 u. 30 EEG 2009 im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Standardeinspeisepprofile
W N T	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Onshore-Windenergieanlagen nach §§ 29 u. 30 EEG 2009 im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile
W A L	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Wasserkraftanlagen nach §23 EEG 2009 im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Lastgangzählung
W A P	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Wasserkraftanlagen nach §23 EEG 2009 im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Standardeinspeisepprofile
W A T	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Wasserkraftanlagen nach §23 EEG 2009 im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile

Anhang 1.2: Sorten- und energieartenscharfe EEG-Überführungszeitreihen

zur **Überführung** der Energiemengen aus dem VNB-BK für EEG an den ÜNB-BK für EEG

ZR-Typ	Inhalt
B I 1	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Biomasse/ Biogas nach § 27 EEG 2009 im VNB-BK für EEG, erfasst durch Lastgangzählung
B I 2	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Biomasse/ Biogas nach § 27 EEG 2009 im VNB-BK für EEG, erfasst durch Standardeinspeisepprofile
B I 3	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Biomasse/ Biogas nach § 27 EEG 2009 im VNB-BK für EEG, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile
G A 1	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Deponie- , Klär- oder Grubengas nach §§ 24, 25 u. 26 EEG 2009 im VNB-BK für EEG, erfasst durch Lastgangzählung
G A 2	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Deponie- , Klär- oder Grubengas nach §§ 24, 25 u. 26 EEG 2009 im VNB-BK für EEG, erfasst durch Standardeinspeisepprofile
G A 3	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Deponie- , Klär- oder Grubengas nach §§ 24, 25 u. 26 EEG 2009 im VNB-BK für EEG, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile
G E 1	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Geothermieranlagen nach § 28 EEG 2009 im VNB-BK für EEG, erfasst durch Lastgangzählung
G E 2	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Geothermieranlagen nach § 28 EEG 2009 im VNB-BK für EEG, erfasst durch Standardeinspeisepprofile
G E 3	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Geothermieranlagen nach § 28 EEG 2009 im VNB-BK für EEG, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile
S O 1	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus solarer Strahlungsenergie nach §§ 32 u. 33 EEG 2009 im VNB-BK für EEG, erfasst durch Lastgangzählung
S O 2	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus solarer Strahlungsenergie nach §§ 32

	u. 33 EEG 2009 im VNB-BK für EEG, erfasst durch Standardeinspeisepprofile
S O 3	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus solarer Strahlungsenergie nach §§ 32 u. 33 EEG 2009 im VNB-BK für EEG, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile
W F 1	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Offshore-Windenergieanlagen nach § 31 EEG 2009 im VNB-BK für EEG, erfasst durch Lastgangzählung
W F 2	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Offshore-Windenergieanlagen nach § 31 EEG 2009 im VNB-BK für EEG, erfasst durch Standardeinspeisepprofile
W F 3	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Offshore-Windenergieanlagen nach § 31 EEG 2009 im VNB-BK für EEG, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile
W N 1	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Onshore-Windenergieanlagen nach §§ 29 u. 30 EEG 2009 im VNB-BK für EEG, erfasst durch Lastgangzählung
W N 2	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Onshore-Windenergieanlagen nach §§ 29 u. 30 EEG 2009 im VNB-BK für EEG, erfasst durch Standardeinspeisepprofile
W N 3	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Onshore-Windenergieanlagen nach §§ 29 u. 30 EEG 2009 im VNB-BK für EEG, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile
W A 1	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Wasserkraftanlagen nach §23 EEG 2009 im VNB-BK für EEG, erfasst durch Lastgangzählung
W A 2	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Wasserkraftanlagen nach §23 EEG 2009 im VNB-BK für EEG, erfasst durch Standardeinspeisepprofile
W A 3	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Wasserkraftanlagen nach §23 EEG 2009 im VNB-BK für EEG, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile

Die EEG-Überführungszeitreihen erhalten eine eigene Zählpunktbezeichnung.

Anhang 2: Vorschlag für Berichte der Netzbetreiber nach § 52 EEG

Anhang 2.1: Bericht der VNB nach § 52 Abs. 1 Nr. 2 EEG

VNB wird empfohlen, sich bei der Erstellung des Berichts nach § 52 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2009 (ehemals § 15 Abs. 2 EEG 2004) an folgendem unverbindlichem Muster zu orientieren:

Bericht nach § 52 Abs. 1 Nr. 2 EEG

EEG-Einspeisungen im Jahr 20xx

Netzbetreiber (VNB):

Betriebsnummer der Bundesnetzagentur:
Netznummer der Bundesnetzagentur:
Vorgelagerter Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB):

[VNB AG/GmbH]

[---Nr---]

[Nr]

[ÜNB AG/GmbH]

Einleitung

Gemäß § 52 Abs. 1 Nr. 2 EEG ist der Netzbetreiber verpflichtet, einen Bericht über die Ermittlung der nach den §§ 45 bis 49 mitgeteilten Daten zu veröffentlichen. Dieser Pflicht kommt die [VNB AG/GmbH] mit diesem Dokument nach.

Grundsystematik

Die gemäß §§ 23-33 EEG durch den aufnahmeverpflichteten Verteilnetzbetreiber an die Anlagenbetreiber ausbezahlten Vergütungen werden gemäß § 35 EEG durch den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber, abzgl. der nach § 18 Abs. 2 Stromnetzentgeltverordnung ermittelten vermiedenen Netzentgelte, dem aufnahmeverpflichteten Verteilnetzbetreiber erstattet.

[Ggf. Erläuterung der Berechnung der vNE]

Datenermittlung

Meldungen von Anlagenbetreibern an die [VNB AG/GmbH]

Von den EEG-Anlagenbetreibern, deren Anlagen an das Netz der [VNB AG/GmbH] angeschlossen sind, wurden die für die Vergütungszahlungen und den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Daten gemäß §§ 45 und 46 EEG angefordert, sofern sie nicht bereits vorlagen. Die in die Formulare eingearbeiteten Angaben sind für jede Anlage unter <http://www....> ersichtlich.

[Ggf. weitere Hinweise zu Form, Rechnungslegung, Messung, Zeitpunkt etc. von Datenabfrage, -meldungen, -prüfung]

Meldungen der [VNB AG/GmbH] an die [ÜNB AG/GmbH]

Die für den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Daten wurden gemäß § 47 EEG an die [ÜNB AG/GmbH] übermittelt. Die auf die einzelnen Energiearten aggregierten Daten (siehe Anlage 1) wurden durch einen Wirtschaftsprüfer oder einen vereidigten Buchprüfer im Sinne des § 50 EEG bescheinigt. Ein Exemplar der Bescheinigung wurde der [ÜNB AG/GmbH] zur Verfügung gestellt.

[Ggf. weitere Hinweise, z.B. Preissystem zum Anlagenbetreiber: „Grund- und ggf. Bonusvergütung“ oder „Durchschnittliche Mindestvergütung“]

Hinweis auf Besonderheiten

Individuell für jeden Netzbetreiber, z. B.

- Hinweis auf ggf. gepachtete Netze
- Haftungshinweis i.V. Anlagendaten
- Darstellung der Anlagenstatistik (siehe Anlage 2)
- Hinweis i.V. § 12 Abs. 6 EEG 2004 bzw. § 19 Abs. 2 und 3 EEG 2009 (gemeinsame Messeinrichtung) ...

Anlagen

- 1) Aggregierte Daten lt. Testat inkl. grafischer Aufbereitung
- 2) Anlagenstatistik inkl. grafischer Aufbereitung

Anhang 2.2: Bericht der ÜNB nach § 52 Abs. 1 Nr. 2 EEG

ÜNB wird empfohlen, sich bei der Erstellung des Berichts nach § 52 Abs. 1 Nr. 2 EEG (ehemals § 15 Abs. 2 EEG 2004) an folgendem unverbindlichem Muster zu orientieren:

Bericht nach § 52 Abs. 1 Nr. 2 EEG (ÜNB)

Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind nach § 52 Abs. 1 Nr. 2 EEG verpflichtet, auf ihren Internetseiten einen Bericht über die Ermittlung der von ihnen zur Jahresabrechnung nach § 45 bis 49 EEG mitgeteilten Daten unverzüglich nach dem 30. September eines Jahres zu veröffentlichen und bis zum Ablauf des Folgejahres vorzuhalten. Die Angaben und der Bericht müssen einen sachkundigen Dritten in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die ausgeglichenen Energiemengen und Vergütungszahlungen vollständig nachvollziehen zu können.

Mit diesem Bericht erfüllt [ÜNB AG/GmbH] ihre gesetzliche Verpflichtung nach § 52 Abs. 1 Nr. 2 EEG.

1. Grundlagen

Die [ÜNB AG/GmbH] bekleidet im Rahmen des EEG sowohl die Rolle des abnahmepflichtigen Netzbetreibers im Sinne des § 8 EEG für mittelbar und unmittelbar angeschlossene EEG-Anlagen als auch die Rolle des regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB). Als abnahmepflichtiger Netzbetreiber nimmt die [ÜNB AG/GmbH] von mittel- bzw. unmittelbar in das Netz einspeisenden Anlagen, die in den Geltungsbereich des EEG fallen, Strom ab und vergütet diesen nach §§ 23 bis 33 EEG. Als regelverantwortlicher ÜNB nimmt die [ÜNB AG/GmbH] von nachgelagerten Netzbetreibern in der Regelzone EEG-Strom ab und vergütet diesen gemäß EEG. Des Weiteren führt die [ÜNB AG/GmbH] den horizontalen Lastenausgleich mit den drei anderen ÜNB durch. Schließlich liefert die [ÜNB AG/GmbH] EEG-Strom an die Lieferanten von Letztverbrauchern.

[Alternativ (für lediglich ÜNB-Funktion):

Die [ÜNB AG/GmbH] nimmt im Rahmen des EEG als regelverantwortlicher ÜNB von nachgelagerten Netzbetreibern in der Regelzone EEG-Strom ab und vergütet diesen gemäß EEG. Des Weiteren führt die [ÜNB AG/GmbH] den horizontalen Lastenausgleich mit den drei anderen ÜNB durch. Schließlich liefert die [ÜNB AG/GmbH] EEG-Strom an die Lieferanten von Letztverbrauchern.]

2. Ermittlung der mittelbar bzw. unmittelbar ins Übertragungsnetz eingespeisten EEG-Strommengen

Von den EEG-Anlagenbetreibern, deren Anlagen mittelbar bzw. unmittelbar an das Netz der [ÜNB AG/GmbH] angeschlossen sind, wurden die für die Vergütungszahlungen und den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Daten gemäß §§ 45 und 46 EEG angefordert, sofern sie der [ÜNB AG/GmbH] nicht bereits vorlagen. Die Angaben sind für jede Anlage unter <http://www...> ersichtlich.

[Ggf. weitere Hinweise zu Form, Zeitpunkt etc. von Datenabfrage, Datenmeldungen, Datenprüfung]

3. Ermittlung der in der Regelzone eingespeisten und vergüteten EEG-Strommengen

Zum _____ wurden die Verteilnetzbetreiber (VNB) mit beiliegendem Schreiben (Anlage 1) aufgefordert, bis zum 31. Mai die in § 47 EEG vorgesehenen Daten bereitzustellen und durch einen Wirtschaftsprüfer oder vereidigten Buchprüfer bescheinigen zu lassen. Bei Einspeisungen unterhalb einer im Einvernehmen zwischen dem beteiligten VNB und der [ÜNB AG/GmbH] festgelegten Bagatellgrenze wurde auf eine Bescheinigung verzichtet und durch den VNB ein anderer geeigneter Nachweis (z.B. Eigenmeldung der Geschäftsführung) erbracht.

Für die Datenerfassung wurde jedem VNB eine Exceldatei (Anlage 2) zugesandt.

Nach dem 31. Mai wurden die Rückmeldungen erfasst, automatisiert und manuell plausibilisiert sowie mit den eingegangenen Bescheinigungen von Wirtschaftsprüfern bzw. vereidigten Buchprüfern abgeglichen.

Die Meldungen / Bescheinigungen enthalten die im jeweiligen Netz eingespeisten EEG-Strommengen separiert nach Vergütungsklassen / Energiearten und die zugehörigen Vergütungen. Außerdem wurden die durch die VNB die in Abzug gebrachten vermiedenen Netzentgelte gemäß § 18 Abs. 2 StromNEV gemeldet und bescheinigt.

Neben den aggregierten Werten wurden durch VNB anlagenspezifische Daten bereitgestellt. Diese beinhalten sowohl Anlagenstammdaten als auch die zugehörigen Strommengen, Vergütungszahlungen sowie vermiedene Netzentgelte.

Durch Summation der bescheinigten Daten wird der dem VNB zustehende Anspruch auf Belastungsausgleich ermittelt.

4. Ermittlung der in der Regelzone an Letztverbraucher gelieferten Strommengen

Die [ÜNB AG/GmbH] hat auf Basis der vorliegenden Kontaktdaten von Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) aus der unterjährigen EEG-Abwicklung unter Berücksichtigung der von der Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellten Liste der ihr bekannten EVU alle für die Abnahme von EEG-Strom in Frage kommenden EVU in der Regelzone ermittelt.

Zum _____ wurden die EVU mit beiliegendem Schreiben (Anlage 3) aufgefordert, bis zum 31. Mai die in § 49 EEG vorgesehenen Daten bereitzustellen und durch einen Wirtschaftsprüfer oder vereidigten Buchprüfer bescheinigen zu lassen. Bei einem Letztverbraucherabsatz unterhalb 5 GWh wurde ein anderer geeigneter Nachweis (z.B. Eigenmeldung der Geschäftsführung) erbracht.

Für die Datenerfassung wurde jedem EVU eine Exceldatei (Anlage 4) zugesandt.

Nach dem 31. Mai wurden die Rückmeldungen erfasst, automatisiert und manuell plausibilisiert sowie mit den eingegangenen Bescheinigungen von Wirtschaftsprüfern bzw. vereidigten Buchprüfern abgeglichen.

Die bescheinigten Letztverbrauchsmengen sowie die Angaben zu Kunden nach §§ 40 bis 43 EEG bilden die Grundlage für die Abnahmeverpflichtung der EVU nach § 37 EEG. Für die privilegierten Strommengen ergibt sich die Abnahmeverpflichtung als Produkt aus der durch den jeweiligen Bescheid des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) festgelegten reduzierten Quote und der privilegierten Strommenge. Für nicht privilegierten Letztverbrauch ergibt sich die abzunehmende EEG-Strommenge als Produkt aus dem Letztverbrauch und der bundeseinheitlichen EEG-Quote (vgl. Abschnitt 5).

In der Regelzone der [ÜNB AG/GmbH] betrug der Letztverbrauch im Betrachtungszeitraum _____. Davon waren _____ privilegiert im Sinne der §§ 40 bis 43 EEG. Dem privilegierten Letztverbrauch ist eine abzunehmende EEG-Strommenge in Höhe von _____ zuzuordnen.

5. Ermittlung der bundesweiten EEG-Abrechnung

Voraussetzung für die Ermittlung von EEG-Quote und EEG-Durchschnittsvergütung ist die bundesweite Zusammenführung der Abrechnungsdaten. Die vier Übertragungsnetzbetreiber aggregieren dazu die eingespeisten Strommengen, die gezahlten Vergütungen sowie die in Abzug gebrachten vermiedenen Netzentgelte gemäß § 35 Abs. 2 EEG in Verbindung mit § 18 Abs. 2 StromNEV. Ebenso werden der Letztverbrauch, die privilegierten Mengen nach §§ 40 bis 43 EEG sowie die diesen zuzuordnenden EEG-Strommengen zusammengefasst.

Bundesweit hat sich ein Fördervolumen von _____ abzüglich vermiedener Netzentgelte von _____ und eine EEG-Strommenge von _____ ergeben. Die Durchschnittsvergütung ergibt sich als deren Quotient zu _____.

Zur Ermittlung der EEG-Quote ist zunächst der dem privilegierten Letztverbrauch (_____) zuzuordnende EEG-Strom in Höhe von _____ von der Gesamtmenge _____ in Abzug zu bringen. Die EEG-Quote ergibt sich als Quotient der verbleibenden EEG-Strommenge (_____) und dem nicht privilegierten Letztverbrauch (_____) zu _____.

Die so ermittelte EEG-Quote und EEG-Durchschnittsvergütung werden für die Abrechnungen im Sinne § 48 Abs. 2 EEG gegenüber EVU angesetzt.

Anlagen

- 1) Schreiben der [ÜNB AG/GmbH] an unterlagerte VNB zur Datenerfassung
- 2) Excel-Datei zur Datenerfassung durch unterlagerte VNB
- 3) Schreiben der [ÜNB AG/GmbH] an EVU zur Datenerfassung
- 4) Excel-Datei zur Datenerfassung durch EVU
- 5) Anlagenstatistik inkl. grafischer Aufbereitung

Anhang 3: Hinweise zu EEG-Vergütungskategorientabelle und Kategorienbezeichnungen

Anhang 3.1: Bezeichnungen der Vergütungskategorien

a) Anlagen mit Vergütung nach EEG 2000

Für **Biomasseanlagen mit Inbetriebnahme bis Ende 2003** und alle **anderen Anlagen mit Inbetriebnahme bis Juli 2004** ist die 14-stellige Bezeichnung der Vergütungskategorien wie folgt aufgebaut:

Stellen 1-2:	Energieart: Wa = Wasser, Bi = Biomasse, Ga = Deponie-, Klär- und Grubengas Ge = Geothermie Wi = Wind So = Solarenergie
Stelle 3:	„K“ für Kategorie
Stelle 4	relevanter Paragraph aus dem EEG 2000: 4 für Wasserkraft sowie Deponie-, Klär- und Grubengas 5 für Biomasse 6 für Geothermie 7 für Windenergie 8 für Solarenergie
Stelle 5	fortlaufende Nummer (i.d.R. entsprechende(r) Satz/ Ziffer innerhalb des Paragraphen) zur Angabe der jeweiligen Vergütungszone
Stelle 6	„n“ bei Biomasseanlagen für die Vergütungszone 0-150 kW ³² „a“ sonst
Stellen 7-12 (außer Biomasse)	Minuszeichen

³² Die Vergütungszone 0 bis 150 kW wurde für Biomasseanlagen der Inbetriebnahmejahre bis 2003 mit der EEG-Novelle 2009 neu eingeführt, vorher reichte der untere Vergütungsbereich von 0 bis 500 kW.

Stellen 7-12

(**Biomasse**)

Angabe der **Bonusregelungen**:

Die Kürzel für die gewährten Vergütungsboni werden in den Stellen 7 bis 12 nach und nach in folgender Reihenfolge eingeführt:

1. NaWaRo-Bonus (a1, a2, a3, G, M1, M2, L, X1 oder X2)
2. KWK-Bonus (KWK, KA3 oder K09)
3. Formaldehyd-Bonus (y)

Alle 3 Bonustypen sind – unter Beachtung der verschiedenen Geltungsbereiche (Vergütungszone) – miteinander kombinierbar.

Weitere, noch freie Stellen werden mit Minuszeichen aufgefüllt.

Stellen 13 bis 14:

Inbetriebnahmejahr (2-stellig)

b) Anlagen mit Vergütung nach EEG 2004

Für **Biomasseanlagen** des Inbetriebnahmezeitraums **Januar 2004 bis Ende 2008** und alle **anderen Anlagen** des Inbetriebnahmezeitraums **August 2004 bis Ende 2008** ist die 14-stellige Bezeichnung der Vergütungskategorien wie folgt aufgebaut:

Stellen 1-2: **Energieart** (vgl. oben)

Stelle 3: „**K**“ für Kategorie

Stelle 4 (Wa, Ga, Bi, Ge)

bzw. 4-5 (Wind, Solar) relevanter **Paragraph** aus dem EEG 2004:

- 6 für Wasserkraft
- 7 für Deponie-, Klär- und Grubengas
- 8 für Biomasse
- 9 für Geothermie
- 10 für Windenergie
- 11 für Solarenergie

Stelle 5 (Wa, Ga, Bi, Ge)

bzw. 6 (Wind, Solar) fortlaufende Nummer (i.d.R. entsprechende(r) Satz/ Ziffer innerhalb des Paragraphen zur Angabe der einzelnen **Vergütungszone** bzw. zur Darstellung weiterer **vergütungsrelevanter Angaben**:

- a) Zuschlag bei Gasen nach EEG 2004
- b) Wind: Unterscheidung zwischen Anfangs- und Endvergütung
- c) Solarenergie: Fassadenbonus

Stellen 6 bis 12

(Biomasse)

Angabe der **Vergütungsboni bei Biomasseanlagen**

Die Kürzel für die gewährten Vergütungsboni werden in den Stellen 6 bis 12 nach und nach in folgender Reihenfolge eingeführt:

1. NaWaRo-Bonus (a1, a2, a3, G, M1, M2, L, X1 oder X2)
2. Technologiebonus (b)
3. Formaldehyd-Bonus (y)
4. KWK-Bonus (KWK, KA3 oder K09)

Alle 4 Bonustypen sind – unter Beachtung der verschiedenen Geltungsbereiche (Vergütungszonen) – miteinander kombinierbar.

Freie Stellen bis Stelle 12 werden mit Minuszeichen aufgefüllt.

Stellen 6 bis 7

(Geothermie)

Angabe der **Vergütungsboni bei Geothermieranlagen**³³:

Die Kürzel für die gewährten Vergütungsboni werden in den Stellen 6 bis 7 in folgender Reihenfolge eingeführt:

1. Wärmenutzungs-Bonus (W)
2. Bonus für petrothermale Techniken (P)

Die Bonustypen sind miteinander kombinierbar.

Freie Stellen bis Stelle 12 werden mit Minuszeichen aufgefüllt.

Stelle 7

(Windenergie)

Angabe des **Systemdienstleistungs-Bonus** (SDL-Bonus):

„S“ bei Vorliegen der Voraussetzungen für den SDL-Bonus³⁴

Alle weiteren Stellen bis Stelle 12 werden mit Minuszeichen aufgefüllt

Stellen 13 bis 14: **Inbetriebnahmejahr** (2-stellig)

³³ Da vor August 2004 keine Geothermieranlagen nach dem EEG in Betrieb genommen wurden, wurde von der nachträglichen Ergänzung der Vergütungskategorien mit Boni für die Inbetriebnahmejahre bis Juli 2004 abgesehen.

³⁴ Dieser Bonus kann erst nach Inkrafttreten der Verordnung nach § 66 Abs. 1 Nr. 1 EEG beansprucht werden. Bei Windenergieanlagen, die die Bonusvoraussetzungen erfüllen, ist die Vergütungskategorie entsprechend zu ändern.

c) Anlagen mit Vergütung nach EEG 2009

Für EEG-Anlagen des **Inbetriebnahmezeitraums ab 2009** ist die 14-stellige Bezeichnung der Vergütungskategorien wie folgt aufgebaut:

Stellen 1-2: **Energieart**.³⁵

Wa = Wasser,

Bi = Biomasse,

De = Deponiegas (ab Inbetriebnahmejahr 2009)

Kl = Klärgas (ab Inbetriebnahmejahr 2009)

Gr = Grubengas (ab Inbetriebnahmejahr 2009)

Ge = Geothermie

Wn = Wind onshore (ab Inbetriebnahmejahr 2009)

Wr = Wind Repowering (ab Inbetriebnahmejahr 2009)

Wf = Wind offshore

So = Solarenergie-Freiflächenanlagen

Sg = Solarenergie an oder auf Gebäuden

Stelle 3: „K“ für Kategorie

Stellen 4-5 relevanter **Paragraph** aus dem EEG 2009:

23 für Wasserkraft

24 für Deponiegas

25 für Klärgas

26 für Grubengas

27 für Biomasse

28 für Geothermie

29 für Windenergie an Land

30 für Windenergie an Land Repowering

31 für Windenergie offshore

32 für Solarenergie (Freiflächenanlagen)

33 für Solarenergie an oder auf Gebäuden

Stelle 6 fortlaufende Nummer (i.d.R. entsprechende(r) Satz/ Ziffer innerhalb des Paragraphen) zur Darstellung der jeweiligen **Vergütungszone** oder anderer **vergütungsrelevanter Angaben**:

³⁵ Die Kürzel für die Energiearten wurden bei Gasen, Windenergie und Solarenergie an oder auf Gebäuden aufgrund der Neuordnung des Gesetzes gegenüber den Bezeichnungen bei Anlagen der Inbetriebnahmejahre bis 2008 geändert.

- a) Wasserkraft: modernisierte Anlage oder Neubau
- b) Windenergie: Anfangs- oder Endvergütung
- c) Solarenergie: „normale“ Vergütung oder Eigenverbrauch

Stellen 7-8

(Biomasse)

Angabe der **Vergütungsboni**:

Die Kürzel für die gewährten Vergütungsboni werden in den Stellen 7 bis 12 nach und nach in folgender Reihenfolge eingeführt:

1. Technologiebonus (t1, t2, t3)
2. NaWaRo-Bonus (a1, a2, ah, G, M1, M2, L, X1 oder X2)
3. Formaldehyd-Bonus (i)
4. KWK-Bonus (K)

Alle 4 Bonustypen sind – unter Beachtung der verschiedenen Geltungsbereiche (Vergütungszonen) – miteinander kombinierbar.

Stellen 7-8

(Geothermie)

Angabe der **Vergütungsboni**:

Die Kürzel für die gewährten Vergütungsboni werden in den Stellen 7 bis 8 in folgender Reihenfolge eingeführt:

1. Wärmenutzungs-Bonus (W)
2. Bonus für petrothermale Techniken (P)

Die Bonustypen sind miteinander kombinierbar.

Stelle 7

(Windenergie)³⁶

Angabe des **Systemdienstleistungs-Bonus** (SDL-Bonus):

„S“ bei Vorliegen der Voraussetzungen für den SDL-Bonus³⁷

Alle weiteren Stellen bis einschließlich Stelle 12 werden mit Minuszeichen aufgefüllt;

Ausnahme: bei Photovoltaikanlagen, die im Zeitraum vom 1. Juli bis zum 31. Dezember 2010 in Betrieb genommen werden, werden lediglich die Stellen bis einschließlich Stelle 9 mit Minuszeichen aufgefüllt; in den Stellen 10 bis 12 wird der Inbetriebnahmezeitraum innerhalb des Jahres 2010 angegeben („Jul“ für Inbetriebnahme in Juli, August oder September 2010, „Okt“ für Inbetriebnahme in Oktober, November oder Dezember 2010)

³⁶ auch bei den Repowering-Kategorien

³⁷ Dieser Bonus kann erst nach Inkrafttreten der Verordnung nach § 66 Abs. 1 Nr. 1 EEG beansprucht werden. Bei Windenergieanlagen, die die Bonusvoraussetzungen erfüllen, ist die Vergütungskategorie entsprechend zu ändern.

Stellen 13 bis 14: **Inbetriebnahmejahr** (2-stellig)

Anhang 3.2: Bezeichnungen der Kategorien für vermiedene Netzentgelte

Die 14-stellige **Bezeichnung der Kategorien für vermiedene Netzentgelte (vNNE-Kategorien)** ist wie folgt aufgebaut:

Stellen 1-2: **Energieart** (Kürzel vgl. oben)

Stelle 3: Minuszeichen

Stelle 4 bis 7: „vNNE“ für **vermiedene Netzentgelte**

Stellen 8 bis 9 Minuszeichen

Stellen 10-14 Angabe der Spannungsebene (Netz- oder Umspannebene), an der die EEG-Anlage angeschlossen ist

Anhang 3.3: Zuordnung von EEG-Anlagen zu den Vergütungskategorien

Folgende Grundsätze sind bei der **Zuordnung einer EEG-Anlage zu den Vergütungskategorien** ist zu bedenken:

- Jede Anlage fällt in verschiedene Vergütungskategorien, sobald ihre Bemessungsleistung nach § 18 Abs. 2 EEG (vgl. Abschnitt 5.1.3) oder bei PV-Anlagen die Leistung in kWp den ersten Schwellenwert (z. B. 150 kW bei PV-Anlagen) überschreitet und / oder sie für einen Teil der erzeugten Arbeit einen Bonus in Anspruch nehmen kann.
- Zusätzlich zu den Vergütungskategorien ist jede EEG-Anlage in eine Kategorie für vermiedene Netzentgelte (vNNE-Kategorie) einzuordnen.
- Da die Bemessungsleistung jedes Jahr neu errechnet wird, kann sich die Aufteilung der insgesamt erzeugten Wirkarbeit der EEG-Anlage auf die einzelnen Vergütungskategorien jährlich verändern.

- Die Vergütungskategorien für eine bestimmte EEG-Anlage und die damit verbundenen Vergütungshöhen sind in der Regel für die gesamte Förderdauer festgelegt. Ausnahmen:

- Wegfall von Bonusvoraussetzungen (z. B. kein Einsatz von NaWaRo-fähigen Stoffen mehr bei Biomasseanlagen)
- neue Bestimmungen durch Gesetzesänderungen (z. B. Erhöhung der Vergütung für die unterste Vergütungszone für bestehende Biomasseanlagen oder vollständige Neueinführung einer Vergütungszone, siehe Biomasse bis Inbetriebnahmejahr 2003 – in der Vergütungskategorientabelle grün hinterlegt)
- Wechsel von der höheren Anfangsvergütung in die Endvergütung bei Windenergieanlagen
- Erstmalige Nutzung der Eigenverbrauchsregelung bei Solarenergieanlagen nach § 33 Abs. 2 EEG

In diesen Fällen wird die Vergütungskategorie entsprechend gewechselt bzw. hinzugefügt.

Mindestvergütungen für Strom aus Wasserkraftanlagen

Blatt 1: Vergütungssätze nach **EEG 2000 bzw. EEG 2004** bei Inbetriebnahme oder Modernisierung/Erneuerung in den Jahren **2000 bis 2008**

Anlagen bis 5 MW, Inbetriebnahme bis 31. Juli 2004: Vergütungssätze für die Leistungszone ¹⁾²⁾				Anlagen bis 5 MW, Inbetriebnahme/ Modernisierg. Aug. 2004 bis Dez. 2008: Vergütungssätze für die Leistungszone ¹⁾³⁾⁴⁾⁵⁾						
bis einschl. 500 kW § 4 EEG 2000		bis einschl. 5 MW § 4 EEG 2000 i.V.m. § 21 Abs.1 Nr.1 EEG 2004				bis einschl. 500 kW § 6 Abs.1 S.1 Nr.1 EEG 2004		bis einschl. 5 MW § 6 Abs.1 S.1 Nr.2 EEG 2004		
Inbetrieb- nahme	Degression	0%	Degression	0%	Inbetriebn. / Modernis. ⁶⁾ Aug-Dez 2004	Degression	0%	Degression	0%	
	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh		Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	
	bis 2001	WaK41a-----01	7,67	WaK42a-----01		6,65	WaK61-----04	9,67	WaK62-----04	6,65
	2002	WaK41a-----02	7,67	WaK42a-----02		6,65	WaK61-----05	9,67	WaK62-----05	6,65
	2003	WaK41a-----03	7,67	WaK42a-----03		6,65	WaK61-----06	9,67	WaK62-----06	6,65
Jan-Juli 2004	WaK41a-----04	7,67	WaK42a-----04	6,65	2006	WaK61-----07	9,67	WaK62-----07	6,65	
					2007	WaK61-----08	9,67	WaK62-----08	6,65	
					2008					

Anlagen ab 5 MW bis einschließlich 150 MW, die zwischen 1. August 2004 und dem 31. Dezember 2008 erneuert oder an einer bestehenden Staustufe errichtet wurden, dadurch Steigerung des elektrischen Arbeitsvermögens um mindestens 15 %. ⁵⁾ Vergütungssätze für die Leistungszone ¹⁾⁷⁾⁸⁾											
bis einschl. 500 kW § 6 Abs.2 S.4 Nr.1 EEG 2004		bis einschl. 10 MW § 6 Abs.2 S.4 Nr.2 EEG 2004		bis einschl. 20 MW § 6 Abs.2 S.4 Nr.3 EEG 2004		bis einschl. 50 MW § 6 Abs.2 S.4 Nr.4 EEG 2004		bis einschl. 150 MW § 6 Abs.2 S.4 Nr.5 EEG 2004			
Erneuerung bzw. Inbetriebn.	Degression	1%	Degression	1%	Degression	1%	Degression	1%	Degression	1%	
	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	
	Aug-Dez 2004	WaK63-----04	7,67	WaK64-----04	6,65	WaK65-----04	6,10	WaK66-----04	4,56	WaK67-----04	3,70
	2005	WaK63-----05	7,59	WaK64-----05	6,58	WaK65-----05	6,04	WaK66-----05	4,51	WaK67-----05	3,66
	2006	WaK63-----06	7,51	WaK64-----06	6,51	WaK65-----06	5,98	WaK66-----06	4,46	WaK67-----06	3,62
2007	WaK63-----07	7,43	WaK64-----07	6,44	WaK65-----07	5,92	WaK66-----07	4,42	WaK67-----07	3,58	
2008	WaK63-----08	7,36	WaK64-----08	6,38	WaK65-----08	5,86	WaK66-----08	4,38	WaK67-----08	3,54	

1) Die Vergütungen gelten nur, wenn der Strom nicht durch Speicherkraftwerke gewonnen worden ist. Die für die Vergütung maßgebliche Leistung errechnet sich aus der jährlichen Arbeitsmenge dividiert durch die Jahresstunden im entsprechenden Jahr (§ 18 Abs. 2 EEG 2009, entspricht § 12 Abs. 2 EEG 2004).

2) Der Vergütungsanspruch gilt ohne zeitliche Beschränkung.

3) Der Vergütungsanspruch gilt im Jahr der Inbetriebnahme und in den folgenden 30 Kalenderjahren.

4) Gilt für Laufwasserkraftanlagen mit Leistung bis 500 kW, die nach dem 31.12.2007 genehmigt worden sind, nur, wenn sie im räumlichen Zusammenhang mit einer ganz oder teilweise bereits bestehenden oder vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Wasserkraft neu errichteten Staustufe oder Wehranlage oder ohne durchgehende Querverbauung errichtet worden sind und dadurch nachweislich ein guter ökologischer Zustand erreicht oder der ökologische Zustand wesentlich verbessert worden ist.

5) Nach Erneuerung der Anlage muss nachweislich ein guter ökologischer Zustand erreicht oder der ökologische Zustand wesentlich verbessert worden sein.

6) Für Strom aus Laufwasserkraftanlagen, die vor dem 1. August 2004 eine Leistung bis einschl. 5 MW aufwiesen, gelten die Vergütungssätze des § 6 EEG 2004, wenn die Anlage modernisiert wurde und nach der Modernisierung nachweislich ein guter ökologischer Zustand erreicht oder der ökologische Zustand gegenüber dem vorherigen Zustand wesentlich verbessert wurde; diese Anlagen gelten mit Abschluss der Modernisierungen als neu in Betrieb genommen.

7) Die Vergütung gilt nur für die zusätzlich erzeugte elektrische Arbeit. Wenn die Anlage vor dem 1. August 2004 eine Leistung bis einschl. 5 MW aufwies, wird der diesem Leistungsbereich entsprechende Strom nach § 6 Abs. 1 EEG 2004 vergütet (s.o.: Kategorien WaK61 und WaK62).

8) Der Vergütungsanspruch gilt im Jahr der Inbetriebnahme bzw. Erneuerung und in den folgenden 15 Kalenderjahren.

Mindestvergütungen für Strom aus Wasserkraftanlagen

Blatt 2: Vergütungssätze nach **EEG 2009** bei Inbetriebnahme (erstmalig oder nach Modernisierung) in den Jahren **2009 bis 2011**

Inbetriebn. bzw. Modernisierung	Vergütungssätze für neue Anlagen bis 5 MW ²⁾³⁾						Vergütungssätze für Anlagen bis 5 MW , die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen und nach dem 31. Dezember 2008 modernisiert worden sind ²⁾⁴⁾					
	bis einschl. 500 kW ¹⁾ § 23 Abs.1 Nr.1 EEG 2009		bis einschl. 2 MW ¹⁾ § 23 Abs.1 Nr.2 EEG 2009		bis einschl. 5 MW ¹⁾ § 23 Abs.1 Nr.3 EEG 2009		bis einschl. 500 kW ¹⁾ § 23 Abs.2 Nr.1 EEG 2009		bis einschl. 5 MW ¹⁾ § 23 Abs.2 Nr.2 EEG 2009			
	Degression	0%	Degression	0%	Degression	0%	Degression	0%	Degression	0%	Degression	0%
	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh
2009	WaK230-----09	12,67	WaK232-----09	8,65	WaK233-----09	7,65	WaK231-----09	11,67	WaK234-----09	8,65	WaK234-----09	8,65
2010	WaK230-----10	12,67	WaK232-----10	8,65	WaK233-----10	7,65	WaK231-----10	11,67	WaK234-----10	8,65	WaK234-----10	8,65
2011	WaK230-----11	12,67	WaK232-----11	8,65	WaK233-----11	7,65	WaK231-----11	11,67	WaK234-----11	8,65	WaK234-----11	8,65

Inbetriebn. bzw. Modernisierung	neue Anlagen ab 5 MW ²⁾⁵⁾ oder bei modernisierten Anlagen über 5 MW, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen und nach dem 31. Dezember 2008 modernisiert worden sind und nach der Modernisierung eine höhere Leistung aufweisen: Vergütungssätze für den Strom, der der Leistungserhöhung zuzurechnen ist ²⁾⁶⁾									
	bis einschl. 500 kW ¹⁾ § 23 Abs.3 Nr.1 EEG 2009		bis einschl. 10 MW ¹⁾ § 23 Abs.3 Nr.2 EEG 2009		bis einschl. 20 MW ¹⁾ § 23 Abs.3 Nr.3 EEG 2009		bis einschl. 50 MW ¹⁾ § 23 Abs.3 Nr.4 EEG 2009		ab 50 MW ¹⁾ § 23 Abs.3 Nr.5 EEG 2009	
	Degression	1%	Degression	1%	Degression	1%	Degression	1%	Degression	1%
	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh
2009	WaK235-----09	7,29	WaK236-----09	6,32	WaK237-----09	5,80	WaK238-----09	4,34	WaK239-----09	3,50
2010	WaK235-----10	7,22	WaK236-----10	6,26	WaK237-----10	5,74	WaK238-----10	4,30	WaK239-----10	3,47
2011	WaK235-----11	7,14	WaK236-----11	6,19	WaK237-----11	5,68	WaK238-----11	4,25	WaK239-----11	3,43

- 1) Die für die Vergütung maßgebliche Leistung errechnet sich aus der jährlichen Arbeitsmenge dividiert durch die Jahresstunden im entsprechenden Jahr (§ 18 Abs. 2 EEG 2009).
- 2) Die Vergütungen gelten nur, wenn der Strom unbeschadet des § 16 Abs. 2 EEG 2009 nicht durch Speicherkraftwerke gewonnen worden ist und nach der Errichtung oder Modernisierung der Anlage nachweislich ein guter ökologischer Zustand erreicht oder der ökologische Zustand gegenüber dem vorherigen Zustand wesentlich verbessert worden ist.
- 3) Der Vergütungsanspruch gilt im Jahr der Inbetriebnahme und in den folgenden 20 Kalenderjahren.
- 4) Der Vergütungsanspruch gilt im Jahr, in dem die Modernisierung abgeschlossen wurde, und in den folgenden 20 Kalenderjahren.
- 5) Der Vergütungsanspruch gilt im Jahr der Inbetriebnahme und in den folgenden 15 Kalenderjahren.
- 6) Der Vergütungsanspruch gilt im Jahr, in dem die Modernisierung abgeschlossen wurde, und in den folgenden 20 Kalenderjahren; wies die Anlage vor dem 1. Januar 2009 eine Leistung bis einschließlich 5 MW auf, so besteht für den Strom, der diesem Leistungsanteil zuzurechnen ist, weiterhin Anspruch auf Vergütung nach der bislang geltenden Regelung, d.h. nach § 4 EEG 2000 bzw. § 6 Abs. 1 EEG 2004.

Mindestvergütungen für Strom aus Deponiegas-, Klärgas- und Grubengasanlagen, Inbetriebnahme bis Ende 2008

Inbetriebnahme	Standardanlagen: Vergütungssätze für die Leistungszonen ¹⁾			
	bis einschl. 500 kW § 4 EEG 2000		bis einschl. 5 MW § 4 EEG 2000 i.V.m. § 21 Abs. 1 EEG 2004	
	Degression	0%	Degression	0%
	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh
bis 2001	GaK41a-----01	7,67	GaK42a-----01	6,65
2002	GaK41a-----02	7,67	GaK42a-----02	6,65
2003	GaK41a-----03	7,67	GaK42a-----03	6,65
Jan-Juli 2004	GaK41a-----04	7,67	GaK42a-----04	6,65

Inbetriebnahme	Standardanlagen: Vergütungssätze für die Leistungszonen ¹⁾						Vergütungssätze bei Aufbereitung des eingespeisten Gases auf Erdgasqualität oder Gewinnung mittels bestimmter Technologien ²⁾ für die Leistungszonen ¹⁾					
	bis einschl. 500 kW § 7 Abs.2 S.1 Nr.1 EEG 2004		bis einschl. 5 MW § 7 Abs.1 S.1 Nr.2 EEG 2004		>5 MW (nur Grubengas) § 7 Abs.1 S.2 EEG 2004		bis einschl. 500 MW § 7 Abs.1 S.1 Nr.1 i.V.m. § 7 Abs. 2 EEG 2004		bis einschl. 5 MW § 7 Abs.1 S.1 Nr.2 i.V.m. § 7 Abs. 2 EEG 2004		>5 MW (nur Grubengas) § 7 Abs.1 S.2 i.V.m. § 7 Abs. 2 EEG 2004	
	Degression	1,5%	Degression	1,5%	Degression ³⁾	1,5%	Degression ³⁾	1,5%	Degression ³⁾	1,5%	Degression ³⁾	1,5%
	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh
Aug-Dez 2004	GaK71-----04	7,67	GaK72-----04	6,65	GaK73-----04	6,65	GaK74-----04	9,67	GaK75-----04	8,65	GaK76-----04	8,65
2005	GaK71-----05	7,55	GaK72-----05	6,55	GaK73-----05	6,55	GaK74-----05	9,55	GaK75-----05	8,55	GaK76-----05	8,55
2006	GaK71-----06	7,44	GaK72-----06	6,45	GaK73-----06	6,45	GaK74-----06	9,44	GaK75-----06	8,45	GaK76-----06	8,45
2007	GaK71-----07	7,33	GaK72-----07	6,35	GaK73-----07	6,35	GaK74-----07	9,33	GaK75-----07	8,35	GaK76-----07	8,35
2008	GaK71-----08	7,22	GaK72-----08	6,25	GaK73-----08	6,25	GaK74-----08	9,22	GaK75-----08	8,25	GaK76-----08	8,25

- 1) Die für die Vergütung maßgebliche Leistung errechnet sich aus der jährlichen Arbeitsmenge dividiert durch die Jahresstunden im entsprechenden Jahr nach § 18 Abs. 2 EEG 2009 (entspricht § 12 Abs. 2 EEG 2004).
- 2) Die um 2 ct/kWh höhere Vergütung wird gewährt bei Aufbereitung von aus einem Gasnetz entnommenem Gas auf Erdgasqualität oder bei Erzeugung des Stroms mittels Brennstoffzellen, Gasturbinen, Dampfmotoren, Organic-Rankine-Anlagen, Mehrstoffgemisch-Anlagen, insbesondere Kalina-Cycle-Anlagen, oder Stirling-Motoren (§ 6 Abs. 2 EEG 2004).
- 3) Lediglich die Grundvergütung unterliegt der Degression, nicht aber der Bonus von 2 ct/kWh.

Mindestvergütungen für Strom aus Deponiegasanlagen

Vergütungssätze nach EEG 2009 bei Inbetriebnahme in den Jahren 2009 bis 2011

Inbetrieb- nahme	Standardanlagen: Vergütungssätze für die Leistungszonen ¹⁾²⁾				Anlagen mit Innovativer Anlagentechnik nach Anlage 1 Nr. II des EEG 2009: Vergütungssätze für die Leistungszonen ¹⁾²⁾³⁾			
	bis einschl. 500 kW § 24 Abs.1 Nr.1 EEG 2009		bis einschl. 5 MW § 24 Abs.1 Nr.2 EEG 2009		bis einschl. 500 kW § 24 Abs.1 Nr.1 EEG 2009 i.V.m. Anlage 1 Nr.II des EEG 2009		bis einschl. 5 MW § 24 Abs.1 Nr.2 EEG 2009 i.V.m. Anlage 1 Nr.II des EEG 2009	
	Degression 1,5%		Degression 1,5%		Degression 1,5%		Degression 1,5%	
	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh
2009	DeK240-----09	9,00	DeK245-----09	6,16	DeK243-----09	11,00	DeK248-----09	8,16
2010	DeK240-----10	8,87	DeK245-----10	6,07	DeK243-----10	10,84	DeK248-----10	8,04
2011	DeK240-----11	8,73	DeK245-----11	5,98	DeK243-----11	10,67	DeK248-----11	7,92

Anlagen mit Gasaufbereitung nach Anlage 1 Nr. I des EEG 2009:							
Alternative I a): maximale Kapazität der Gasaufbereitungsanlage bis 350 Normkubikmetern aufbereitetem Rohgas pro Stunde; Vergütungssätze für die Leistungszonen ¹⁾²⁾⁴⁾				Alternative I b): maximale Kapazität der Gasaufbereitungsanlage bis 700 Normkubikmetern aufbereitetem Rohgas pro Stunde; Vergütungssätze für die Leistungszonen ¹⁾²⁾⁴⁾			
bis einschl. 500 kW § 24 Abs.1 Nr.1 EEG 2009 i.V.m. Anlage 1 Nr. I.2 a des EEG 2009		bis einschl. 5 MW § 24 Abs.1 Nr.2 EEG 2009 i.V.m. Anlage 1 Nr. I.2 a des EEG 2009		bis einschl. 500 kW § 24 Abs.1 Nr.1 EEG 2009 i.V.m. Anlage 1 Nr. I.2 b des EEG 2009		bis einschl. 5 MW § 24 Abs.1 Nr.2 EEG 2009 i.V.m. Anlage 1 Nr. I.2 b des EEG 2009	
Degression 1,5%		Degression 1,5%		Degression 1,5%		Degression 1,5%	
Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh
DeK241-----09	11,00	DeK246-----09	8,16	DeK242-----09	10,00	DeK247-----09	7,16
DeK241-----10	10,84	DeK246-----10	8,04	DeK242-----10	9,86	DeK247-----10	7,06
DeK241-----11	10,67	DeK246-----11	7,92	DeK242-----11	9,70	DeK247-----11	6,95

- 1) Die für die Vergütung maßgebliche Leistung errechnet sich aus der jährlichen Arbeitsmenge dividiert durch die Jahresstunden im entsprechenden Jahr (§ 18 Abs. 2 EEG 2009).
- 2) Aus einem Gasnetz entnommenes Gas gilt als Deponiegas, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von Deponiegas entspricht, das an anderer Stelle im Geltungsbereich des Gesetzes in das Gasnetz eingespeist worden ist (§ 24 Abs. 2 EEG 2009).
- 3) Anspruch auf Vergütung nach diesen Kategorien besteht für Strom, soweit er mit einer der in Anlage 1 Nr. II des EEG 2009 genannten Anlagen oder Techniken oder mit einem der dort genannten Verfahren erzeugt worden ist, und dabei auch eine Wärmenutzung nach Anlage 3 des EEG 2009 erfolgt oder ein elektrischer Wirkungsgrad von mindestens 45 Prozent erreicht wird (entspricht Technologie-Bonus t3 bei Biomasseanlagen).
- 4) Anspruch auf Vergütung nach diesen Kategorien besteht für Strom aus Deponiegasanlagen, soweit das eingespeiste Gas auf Erdgasqualität aufbereitet und die Einhaltung der in Anlage 1 Nr. I des EEG 2009 genannten Voraussetzungen nachgewiesen wurde (entspricht Technologie-Bonus t1 bzw. t2 bei Biomasseanlagen).

Mindestvergütungen für Strom aus Klärgasanlagen

Vergütungssätze nach EEG 2009 bei Inbetriebnahme in den Jahren 2009 bis 2011

Inbetrieb- nahme	Standardanlagen: Vergütungssätze für die Leistungszonen ¹⁾²⁾				Anlagen mit Innovativer Anlagentechnik nach Anlage 1 Nr. II des EEG 2009: Vergütungssätze für die Leistungszonen ¹⁾²⁾³⁾			
	bis einschl. 500 kW § 25 Abs.1 Nr.1 EEG 2009		bis einschl. 5 MW § 25 Abs.1 Nr.2 EEG 2009		bis einschl. 500 kW § 25 Abs.1 Nr.1 EEG 2009 i.V.m. Anlage 1 Nr.II des EEG 2009		bis einschl. 5 MW § 25 Abs.1 Nr.2 EEG 2009 i.V.m. Anlage 1 Nr.II des EEG 2009	
	Degression 1,5%		Degression 1,5%		Degression 1,5%		Degression 1,5%	
	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh
2009	K1K250-----09	7,11	K1K255-----09	6,16	K1K253-----09	9,11	K1K258-----09	8,16
2010	K1K250-----10	7,00	K1K255-----10	6,07	K1K253-----10	8,97	K1K258-----10	8,04
2011	K1K250-----11	6,90	K1K255-----11	5,98	K1K253-----11	8,84	K1K258-----11	7,92

Inbetrieb- nahme	Anlagen mit Gasaufbereitung nach Anlage 1 Nr. I des EEG 2009:							
	Alternative I a): maximale Kapazität der Gasaufbereitungsanlage bis 350 Normkubikmetern aufbereitetem Rohgas pro Stunde; Vergütungssätze für die Leistungszonen ¹⁾²⁾⁴⁾				Alternative I b): maximale Kapazität der Gasaufbereitungsanlage bis 700 Normkubikmetern aufbereitetem Rohgas pro Stunde; Vergütungssätze für die Leistungszonen ¹⁾²⁾⁴⁾			
	bis einschl. 500 kW § 25 Abs.1 Nr.1 EEG 2009 i.V.m. Anlage 1 Nr. I.2 a des EEG 2009		bis einschl. 5 MW § 25 Abs.1 Nr.2 EEG 2009 i.V.m. Anlage 1 Nr. I.2 a des EEG 2009		bis einschl. 500 kW § 25 Abs.1 Nr.1 EEG 2009 i.V.m. Anlage 1 Nr. I.2 b des EEG 2009		bis einschl. 5 MW § 25 Abs.1 Nr.2 EEG 2009 i.V.m. Anlage 1 Nr. I.2 b des EEG 2009	
	Degression 1,5%		Degression 1,5%		Degression 1,5%		Degression 1,5%	
	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh
2009	K1K251-----09	9,11	K1K256-----09	8,16	K1K252-----09	8,11	K1K257-----09	7,16
2010	K1K251-----10	8,97	K1K256-----10	8,04	K1K252-----10	7,99	K1K257-----10	7,06
2011	K1K251-----11	8,84	K1K256-----11	7,92	K1K252-----11	7,87	K1K257-----11	6,95

- 1) Die für die Vergütung maßgebliche Leistung errechnet sich aus der jährlichen Arbeitsmenge dividiert durch die Jahresstunden im entsprechenden Jahr (§ 18 Abs. 2 EEG 2009).
- 2) Aus einem Gasnetz entnommenes Gas gilt als Klärgas, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von Klärgas entspricht, das an anderer Stelle im Geltungsbereich des Gesetzes in das Gasnetz eingespeist worden ist (§ 25 Abs. 2 EEG 2009).
- 3) Anspruch auf Vergütung nach diesen Kategorien besteht für Strom, soweit er mit einer der in Anlage 1 Nr. II des EEG 2009 genannten Anlagen oder Techniken oder mit einem der dort genannten Verfahren erzeugt worden ist, und dabei auch eine Wärmenutzung nach Anlage 3 des EEG 2009 erfolgt oder ein elektrischer Wirkungsgrad von mindestens 45 Prozent erreicht wird (entspricht Technologie-Bonus t3 bei Biomasseanlagen).
- 4) Anspruch auf Vergütung nach diesen Kategorien besteht für Strom aus Klärgasanlagen, soweit das eingespeiste Gas auf Erdgasqualität aufbereitet und die Einhaltung der in Anlage 1 Nr. I des EEG 2009 genannten Voraussetzungen nachgewiesen wurde (entspricht Technologie-Bonus t1 bzw. t2 bei Biomasseanlagen).

Mindestvergütungen für Strom aus Grubengasanlagen

Vergütungssätze nach EEG 2009 bei Inbetriebnahme in den Jahren 2009 bis 2011

Inbetrieb- nahme	Standardanlagen: Vergütungssätze für die Leistungszonen ¹⁾²⁾						Anlagen mit Innovativer Anlagentechnik nach Anlage 1 Nr. II des EEG 2009: Vergütungssätze für die Leistungszonen ¹⁾²⁾³⁾					
	bis einschl. 1 MW		bis einschl. 5 MW		ab 5 MW		bis einschl. 1 MW		bis einschl. 5 MW			
	§ 26 Abs.1 Nr.1 EEG 2009		§ 26 Abs.1 Nr.2 EEG 2009		§ 26 Abs.1 Nr.3 EEG 2009		§ 26 Abs.1 Nr.1 EEG 2009 i.V.m. Anlage 1 Nr.II des EEG 2009		§ 26 Abs.1 Nr.2 EEG 2009 i.V.m. Anlage 1 Nr.II des EEG 2009			
	Degression Kategorie	1,5% ct/kWh	Degression Kategorie	1,5% ct/kWh	Degression Kategorie	1,5% ct/kWh	Degression Kategorie	1,5% ct/kWh	Degression Kategorie	1,5% ct/kWh	Degression Kategorie	1,5% ct/kWh
2009	GrK260-----09	7,16	GrK265-----09	5,16	GrK2610-----09	4,16	GrK263-----09	9,16	GrK268-----09	7,16		
2010	GrK260-----10	7,05	GrK265-----10	5,08	GrK2610-----10	4,10	GrK263-----10	9,02	GrK268-----10	7,05		
2011	GrK260-----11	6,95	GrK265-----11	5,01	GrK2610-----11	4,04	GrK263-----11	8,89	GrK268-----11	6,95		

Ein Bonus nach Anlage 1 Nr. I des EEG 2009 (Gasaufbereitung) wie bei Deponiegas- und Klärgasanlagen wird für Strom aus Grubengasanlagen nicht gewährt.

- 1) Die für die Vergütung maßgebliche Leistung errechnet sich aus der jährlichen Arbeitsmenge dividiert durch die Jahresstunden im entsprechenden Jahr (§ 18 Abs. 2 EEG 2009).
- 2) Aus einem Gasnetz entnommenes Gas gilt als Grubengas, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von Grubengas entspricht, das an anderer Stelle im Geltungsbereich des Gesetzes in das Gasnetz eingespeist worden ist (§ 26 Abs. 2 EEG 2009).
- 3) Anspruch auf Vergütung nach diesen Kategorien besteht für Strom, soweit er mit einer der in Anlage 1 Nr. II des EEG 2009 genannten Anlagen oder Techniken oder mit einem der dort genannten Verfahren erzeugt worden ist, und dabei auch eine Wärmenutzung nach Anlage 3 des EEG 2009 erfolgt oder ein elektrischer Wirkungsgrad von mindestens 45 Prozent erreicht wird (entspricht Technologie-Bonus t3 bei Biomasseanlagen).

Mindestvergütungen für Strom aus Biomasseanlagen, Inbetriebnahme bis 31.12.2003

sowie für Anlagen der "Schwarzlauge-Kategorien" mit Inbetriebnahme bis 31.07.2004 (siehe rechte Spalte)

Vergütungssätze für Anlagen bis max. 20 MW , aufgeteilt auf Leistungszonen wie folgt ¹⁾ :			
bis einschl. 150 kW ²⁾	150 - 500 kW	500 kW - 5 MW	5 MW - 20 MW
§ 66 Abs.1 Nr.2 EEG 2009	§ 5 Abs.1 Nr.2 EEG 2000	§ 5 Abs.1 Nr.3 EEG 2000	§ 5 Abs.1 Nr.4 EEG 2000

Anlagen > 20 MW bei Erfüllung bestimmter Voraussetzungen ³⁾ "Schwarzlauge-Kategorien" § 66 Abs.1 Nr.5 EEG 2009

Grundvergütungen ohne Boni

Inbetriebnahme	Degression 0%		Degression 1%		Degression 1%		Degression 1%		Degression 0%	
	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh
bis 2001	BiK51n-----01	11,67	BiK51a-----01	10,23	BiK52a-----01	9,21	BiK53a-----01	8,70	BiK54a-----01	7,00
2002	BiK51n-----02	11,67	BiK51a-----02	10,10	BiK52a-----02	9,10	BiK53a-----02	8,60	BiK54a-----02	7,00
2003	BiK51n-----03	11,67	BiK51a-----03	10,00	BiK52a-----03	9,00	BiK53a-----03	8,50	BiK54a-----03	7,00
bis 31.07.2004	Vergütung nach EEG 2004		Vergütung nach EEG 2004		Vergütung nach EEG 2004		Vergütung nach EEG 2004		BiK85-----04	7,00

Vergütungsboni ⁴⁾ (Kategorienbezeichnungen am Beispiel der Inbetriebnahme bis 2001)

Bonus-bezeichnung	Kategorie, wenn ausschließlich dieser Bonus	Höhe ct/kWh	Kategorie, wenn ausschließlich dieser Bonus	Höhe ct/kWh	Kategorie, wenn ausschließlich dieser Bonus	Höhe ct/kWh	Kategorie, wenn ausschließlich dieser Bonus	Höhe ct/kWh	Kategorie	Höhe ct/kWh
KA3	BiK51nKA3---01	3	BiK51aKA3---01	3						
K09 ⁵⁾	BiK51nK09---01	3	BiK51aK09---01	3	BiK52aK09---01	3	BiK53aK09---01	3	BiK54aK09---01	3
a1	BiK51na1----01	6	BiK51aa1----01	6						
a2					BiK52aa2----01	4				
a3							BiK53aa2----01	2,5		
G	BiK51nG-----01	7	BiK51aG-----01	7						
M1	BiK51nM1----01	11								
M2			BiK51aM2----01	8						
L	BiK51nL-----01	9	BiK51aL-----01	9						
X1	BiK51nX1----01	13								
X2			BiK51aX2----01	10						
y	BiK51ny-----01	1	BiK51ay-----01	1						

- Die für die Vergütung maßgebliche Leistung errechnet sich aus der jährlichen Arbeitsmenge dividiert durch die Jahresstunden im entsprechenden Jahr nach § 18 Abs. 2 EEG 2009 (entspricht § 12 Abs. 2 EEG 2004). Der Vergütungsanspruch besteht im Jahr der Inbetriebnahme und in den folgenden 20 Kalenderjahren.
- Die Vergütungssätze für die Leistungszone bis 150 kW wurden zum 01.01.2009 für alle vorherigen Inbetriebnahmejahre auf 11,67 ct/kWh erhöht (§ 66 Abs. 1 Nr. 2 S.1 EEG 2009).
- Für bis 31. Juli 2004 in Betrieb genommene Anlagen mit installierter Leistung > 20 MW besteht für die Differenz zwischen dem in der Anlage erzeugten Strom und dem zur Erzeugung des Zellstoffs, bei dessen Produktion die Schwarzlauge entsteht, eingesetzten Strom ein Vergütungsanspruch in Höhe von 7 ct/kWh, wenn folgende Voraussetzungen erfüllt sind (§ 66 Abs. 1 Nr. 5 EEG 2009):
 - der Einsatz von mindestens 75% Schwarzlauge bezogen auf den unteren Heizwert,
 - ein KWK-Anteil an der Stromerzeugung im Sinne von § 3 Abs. 4 KWK-G von mindestens 70%,
 - mindestens 5000 Volllastbenutzungstunden im Jahr.
- Boni verschiedenen Typs ggf. kombinierbar; Erläuterung zu den Boni hinter den Tabellen mit Biomasse-Vergütungskategorien.
- Analog: Boni K10 und K11 unter Anwendung der Degression.

Mindestvergütungen für Strom aus Biomasseanlagen, Inbetriebnahme 2004 bis 2008

Vergütungssätze für Anlagen bis max. 20 MW bei ausschließlichem Einsatz von Biomasse gemäß Biomasseverordnung (Ausnahme: "Altholz-Kategorien", s. rechts), aufgeteilt auf die Leistungszonen wie folgt ¹⁾ :				
bis einschl. 150 kW ²⁾	150 - 500 kW	500 kW - 5 MW	5 MW - 20 MW	0 bis 20 MW, Altholz ³⁾⁴⁾
§ 8 Abs.1 S.1 Nr.1 EEG 2004 i.V.m. § 66 Abs.1 Nr.2 EEG 2009	§ 8 Abs.1 S.1 Nr.2 EEG 2004	§ 8 Abs.1 S.1 Nr.3 EEG 2004	§ 8 Abs.1 S.1 Nr.4 EEG 2004	"Altholz-Kategorien" § 8 Abs.1 S. 2 EEG 2004

Grundvergütungen ohne Boni

Inbetriebnahme	Degression 0%		Degression 1,5%		Degression 1,5%		Degression 1,5%		Degression 1,5%	
	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh
2004 ⁵⁾	BiK81-----04	11,67	BiK82-----04	9,90	BiK83-----04	8,90	BiK84-----04	8,40		
2005	BiK81-----05	11,67	BiK82-----05	9,75	BiK83-----05	8,77	BiK84-----05	8,27		
2006	BiK81-----06	11,67	BiK82-----06	9,60	BiK83-----06	8,64	BiK84-----06	8,15	BiK85-----06	3,78
2007	BiK81-----07	11,67	BiK82-----07	9,46	BiK83-----07	8,51	BiK84-----07	8,03	BiK85-----07	3,72
2008	BiK81-----08	11,67	BiK82-----08	9,32	BiK83-----08	8,38	BiK84-----08	7,91	BiK85-----08	3,66

Vergütungsboni⁶⁾ (Kategorienbezeichnungen am Beispiel der Inbetriebnahme in 2007)

Bonusbezeichnung	Kategorie, wenn ausschließlich dieser Bonus	Höhe ct/kWh	Kategorie, wenn ausschließlich dieser Bonus	Höhe ct/kWh	Kategorie, wenn ausschließlich dieser Bonus	Höhe ct/kWh	Kategorie, wenn ausschließlich dieser Bonus	Höhe ct/kWh	Kategorie	Höhe ct/kWh
KWK	BiK81KWK----07	2	BiK82KWK----07	2	BiK83KWK----07	2	BiK84KWK----07	2		
KA3	BiK81KA3----07	3	BiK82KA3----07	3						
K09 ⁷⁾	BiK81K09----07	3	BiK82K09----07	3	BiK83K09----07	3	BiK84K09----07	3	BiK85K09----07	3
a1	BiK81a1-----07	6	BiK82a1-----07	6						
a2					BiK83a2-----07	4				
a3							BiK84a2-----07	2,5		
G	BiK81G-----07	7	BiK82G-----07	7						
M1	BiK81M1-----07	11								
M2			BiK82M2-----07	8						
L	BiK81L-----07	9	BiK82L-----07	9						
X1	BiK81X1-----07	13								
X2			BiK82X2-----07	10						
y	BiK81y-----07	1	BiK82y-----07	1						
b	BiK81b-----07	2	BiK82b-----07	2	BiK83b-----07	2				

1) Die für die Vergütung maßgebliche Leistung errechnet sich aus der jährlichen Arbeitsmenge dividiert durch die Jahresstunden im entsprechenden Jahr nach

§ 18 Abs. 2 EEG 2009 (entspricht § 12 Abs. 2 EEG 2004). Der Vergütungsanspruch besteht im Jahr der Inbetriebnahme und in den folgenden 20 Kalenderjahren.

2) Die Vergütungssätze für die Leistungszone bis 150 kW wurden zum 01.01.2009 für alle vorherigen Inbetriebnahmejahre auf 11,67 ct/kWh erhöht (§ 66 Abs. 1 Nr. 2 S.1 EEG 2009).

3) ausschließlicher Einsatz von Biomasse gemäß Biomasseverordnung und Altholz gemäß Altholzkategorie A III und A IV im Sinne der Altholzverordnung BGBl. 2002 S. 3302

4) Bei Inbetriebnahme vor dem 30.06.2006 gelten auch bei Einsatz von Altholz der o.g. Altholzkategorien die Vergütungssätze gemäß den Vergütungskategorien BiK81... bis BiK84... des jeweiligen Inbetriebnahmejahres 2004, 2005 bzw. 2006 (§ 21 Abs. 3 EEG 2004).

5) Auch für Biomasseanlagen, die vor dem 1. August 2004 (Inkrafttreten des EEG 2004) in Betrieb genommen wurden, gelten seit 1. August 2004 die Vergütungssätze des EEG 2004 (§ 21 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2004)

6) Boni verschiedenen Typs ggf. kombinierbar; Erläuterung zu den Boni hinter den Tabellen mit Biomasse-Vergütungskategorien.

7) Analog: Boni K10 und K11 unter Anwendung der Degression.

Umsetzungshilfe zum EEG 2009, Version 2.0

Mindestvergütungen für Strom aus Biomasseanlagen, Inbetriebnahme ab 2009

Vergütungssätze für Anlagen bis max. 20 MW bei ausschließlichen Einsatz von Biomasse gem. Biomasseverordnung ¹⁾ ; für Strom aus Anlagen > 5 MW nur für den in KWK nach Anlage 3 zum EEG 2009 erzeugten Stromanteil;			
Aufteilung der Vergütungssätze auf die Leistungszonen wie folgt ²⁾ :			
bis einschl. 150 kW ³⁾	150 - 500 kW	500 kW - 5 MW	5 MW - 20 MW
§ 27 Abs.1 Nr.1 EEG 2009	§ 27 Abs.1 Nr.2 EEG 2009	§ 27 Abs.1 Nr.3 EEG 2009	§ 27 Abs.1 Nr.4 EEG 2009

Grundvergütungen ohne Boni⁴⁾

Inbetriebnahme	Degression	1%	Degression	1,0%	Degression	1,0%	Degression	1,0%
	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie ⁴⁾	ct/kWh
2009	BiK270-----09	11,67	BiK271-----09	9,18	BiK272-----09	8,25	BiK273K-----09	10,79
2010	BiK270-----10	11,55	BiK271-----10	9,09	BiK272-----10	8,17	BiK273K-----10	10,68
2011	BiK270-----11	11,44	BiK271-----11	9,00	BiK272-----11	8,09	BiK273K-----11	10,58

Vergütungsboni⁵⁾ (Kategorienbezeichnungen und Bonushöhe am Beispiel der Inbetriebnahme in 2009)

Bonus-bezeichnung	Kategorie, wenn ausschließlich dieser Bonus	Höhe ct/kWh	Kategorie, wenn ausschließlich dieser Bonus	Höhe ct/kWh	Kategorie, wenn ausschließlich dieser Bonus	Höhe ct/kWh	Kategorie, wenn ausschließlich dieser Bonus	Höhe ct/kWh
K	BiK270K-----09	3	BiK271K-----09	3	BiK272K-----09	3	BiK273K-----09	3
a1	BiK270a1-----09	6	BiK271a1-----09	6				
a2					BiK272a2-----09	4		
ah					BiK272ah-----09	2,5		
G	BiK270G-----09	7	BiK271G-----09	7				
M1	BiK270M1-----09	11						
M2			BiK271M2-----09	8				
L	BiK270L-----09	9	BiK271L-----09	9				
X1	BiK270X1-----09	13						
X2			BiK271X2-----09	10				
i	BiK270i-----09	1	BiK271i-----09	1				
t1 ⁶⁾	BiK270t1-----09	2	BiK271t1-----09	2	BiK272t1-----09	2		
t2 ⁶⁾	BiK270t2-----09	1	BiK271t2-----09	1	BiK272t2-----09	1		
t3 ⁶⁾	BiK270t3-----09	2	BiK271t3-----09	2	BiK272t3-----09	2		

1) Für Strom aus Anlagen, die neben Biomasse im Sinne der BiomasseV auch sonstige Biomasse, d.h. Biomasse im Sinne der Richtlinie 2001/77/EG, einsetzen, besteht der Vergütungsanspruch nur bei entsprechendem Nachweis und nur für den Anteil des Stroms, der der Erzeugung aus Biomasse gemäß BiomasseV entspricht; vgl. Abschnitt 5.4.1 Absatz (2) dieser Verfahrensbeschreibung.

2) Die für die Vergütung maßgebliche Leistung errechnet sich aus der jährlichen Arbeitsmenge dividiert durch die Jahresstunden im entsprechenden Jahr nach § 18 Abs. 2 EEG 2009 (entspricht § 12 Abs. 2 EEG 2004). Der Vergütungsanspruch besteht im Jahr der Inbetriebnahme und in den folgenden 20 Kalenderjahren.

3) Die Vergütungssätze für die Leistungszone bis 150 kW wurden zum 01.01.2009 für alle vorherigen Inbetriebnahmejahre auf 11,67 ct/kWh erhöht (§ 66 Abs. 1 Nr. 2 S.1 EEG 2009).

4) Da gemäß § 27 Abs. 3 Nr. 1 EEG 2009 für Strom aus Anlagen > 5 MW der Vergütungsanspruch nur für den Stromanteil besteht, der in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wurde, ist die Vergütung für den Leistungsanteil > 5 MW nicht ohne den Bonus "K" möglich.

5) Boni verschiedenen Typs ggf. kombinierbar; bei späterem Inbetriebnahmejahr Anwendung der Degression; Erläuterung zu den Boni siehe folgende Seite.

6) Die Technologie-Boni t1, t2, t3 werden nur für Anlagen mit Bemessungsleistung bis max. 5 MW gewährt (vgl. Anlage 1 zum EEG, Satz 1).

Erläuterung zu den Boni für Strom aus Biomasseanlagen

Boni für den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK):

Die Boni werden grundsätzlich nur für den Anteil des in KWK erzeugten Stroms gewährt.

KWK-Bonus KWK: KWK-Bonus für Anlagen mit IB zwischen 2004 und 2008, Bonus gemäß § 8 Abs. 2 EEG 2004 (für gesamten Leistungsbereich)

KWK-Bonus KA3: Erfüllung der Anford. v. Anlage 3 des EEG 2009 (§ 66 Abs.1 Nr.3 S.2 EEG 2009; nur für Leistungszone bis 500 kW)

KWK-Bonus K09, K10, K11: erstmalige KWK-Stromerzeugung in 2009 bzw. 2010 bzw. 2011 (§ 66 Abs.1 Nr.3 S.1 EEG 2009)

KWK-Bonus K: KWK-Bonus für Strom aus Anlagen mit Inbetriebnahme ab 2009, Bonus gemäß § 27 Abs. 4 S. 1 Nr. 3 EEG 2009 (für Leistungszone bis 20 MW)

Boni für den Einsatz nachwachsender Rohstoffe (NaWaRo):

NaWaRo-Bonus **a1**: Bonus für nachwachsende Rohstoffe für die Leistungszone bis 500 kW (§ 8 Abs. 2 Satz 1 EEG 2004 bzw. Anlage 2 des EEG 2009, Punkt VI Nr. 1a) (1))

NaWaRo-Bonus **a2**: Bonus für nachwachsende Rohstoffe für Leistungsanteil 500 kW bis 5 MW (§ 8 Abs. 2 Satz 1 EEG 2004 bzw. Anlage 2 des EEG 2009, Punkt VI Nr. 1a) (2))

NaWaRo-Bonus **a3**: Bonus für Holzverbrennung, Leistungsanteil 500 kW bis 5 MW (§ 8 Abs. 2 Satz 2 EEG 2004)

NaWaRo-Bonus **ah**: Bonus für Holzverbrennung, Leistungsanteil 500 kW bis 5 MW (Anlage 2 des EEG 2009, Punkt VI Nr. 1b))

Biogas-Bonus **G**: Bonus für Strom aus Biogasanlagen für die Leistungszone bis 500 kW (Anlage 2 des EEG 2009, Punkt VI Nr. 2a))

Biogas-Gülle-Bonus **M1**: Bonus für Strom aus Biogasanlagen bei jederzeitigem Einsatz von mindestens 30 Masseprozent Gülle für die Leistungszone bis 150 kW
(Anlage 2 des EEG 2009, Punkt VI Nr. 2a i.V.m. Punkt VI Nr. 2b)aa))

Biogas-Gülle-Bonus **M2**: Bonus für Strom aus Biogasanlagen bei jederzeitigem Einsatz von mindestens 30 Masseprozent Gülle für die Leistungszone von 150 bis 500 kW
(Anlage 2 des EEG 2009, Punkt VI Nr. 2a i.V.m. Punkt VI Nr. 2b)bb))

Biogas-Landschaftspflege-Bonus **L**: Bonus für Strom aus Biogasanlagen bei überwiegendem Einsatz von Pflanzen oder Pflanzenbestandteilen, die im Rahmen der Landschaftspflege anfallen, für die Leistungszone bis 500 kW (Anlage 2 des EEG 2009, Punkt VI Nr. 2a i.V.m. Punkt VI Nr. 2c))

Biogas-Gülle-Landschaftspflege-Bonus **X1**: Bonus für Strom aus Biogasanlagen bei jederzeitigem Einsatz von mindestens 30 Masseprozent Gülle und überwiegendem Einsatz von Pflanzen oder Pflanzenbestandteilen, die im Rahmen der Landschaftspflege anfallen, für die Leistungszone bis 150 kW
(Anlage 2 des EEG 2009, Punkt VI Nr. 2a i.V.m. Punkt VI Nr. 2b)aa) i.V.m. Punkt VI Nr. 2c))

Biogas-Gülle-Landschaftspflege-Bonus **X2**: Bonus für Strom aus Biogasanlagen bei jederzeitigem Einsatz von mindestens 30 Masseprozent Gülle und überwiegendem Einsatz von Pflanzen oder Pflanzenbestandteilen, die im Rahmen der Landschaftspflege anfallen, für die Leistungszone von 150 bis 500 kW
(Anlage 2 des EEG 2009, Punkt VI Nr. 2a i.V.m. Punkt VI Nr. 2b)bb) i.V.m. Punkt VI Nr. 2c))

Technologie-Boni für den Einsatz innovativer Anlagentechniken/Verfahren (nur gewährt bei Anlagen mit Bemessungsleistung bis 5 MW):

Technologiebonus **b**: Bonus für den Einsatz von Technologien im Sinne von § 8 Abs. 4 EEG 2004

Technologiebonus **t1**: Bonus für den Einsatz von Biogas in Anlagen bis 5 MW und Aufbereitung des eingespeisten Gases im Sinne der Anlage 1 des EEG 2009, Punkt I, bei Gasaufbereitungsanlagen mit maximaler Kapazität von 350 Normkubikmetern aufbereitetem Rohgas pro Stunde (Anlage 1 des EEG 2009, Punkt I 2.a))

Technologiebonus **t2**: Bonus für den Einsatz von Biogas in Anlagen bis 5 MW und Aufbereitung des eingespeisten Gases im Sinne der Anlage 1 des EEG 2009, Punkt I, bei Gasaufbereitungsanlagen mit maximaler Kapazität von 700 Normkubikmetern aufbereitetem Rohgas pro Stunde (Anlage 1 des EEG 2009, Punkt I 2.b))

Technologiebonus **t3**: Bonus für den Einsatz von innovativer Anlagentechnik im Sinne von Anlage 1 des EEG 2009, Punkt II, wenn gleichzeitig Wärmenutzung nach Anlage 3 zum EEG 2009 erfolgt oder ein elektrischer Wirkungsgrad von mindestens 45 Prozent erreicht wird.

Immissionsschutz-Boni:

Bonus **y**: Bonus für die Einhaltung von Immissionsschutzgrenzen gemäß § 66 Abs. 1 Nr. 4a EEG 2009 beim Einsatz von Biogas in Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1.1.2009

Bonus **i**: Bonus für die Einhaltung von Immissionsschutzgrenzen gemäß § 27 Abs. 5 EEG 2009 beim Einsatz von Biogas in Anlagen mit Inbetriebnahme ab 1.1.2009

Mindestvergütungen für Strom aus Geothermieranlagen, Inbetriebnahme vor 2009

Vergütungssätze nach **EEG 2004 und EEG 2009** bei Inbetriebnahme im Zeitraum 01.08.2004 bis 31.12.2008⁵⁾

	Standardanlagen: Vergütungssätze für die Leistungszonen ¹⁾								Stromerzeugung in Kombination mit Wärmenutzung nach Anlage 4 des EEG 2009: Vergütungssätze für die Leistungszonen ¹⁾²⁾³⁾													
Inbetriebnahme	bis einschl. 5 MW § 9 Abs.1 Nr.1 EEG 2004 i.V.m. § 28 Abs.1a EEG 2009			über 5 bis 10 MW § 9 Abs.1 Nr.2 EEG 2004 i.V.m. § 28 Abs.1a EEG 2009			über 10 bis 20 MW § 9 Abs.1 Nr.3 EEG 2004 i.V.m. § 28 Abs.1a EEG 2009			> 20 MW § 9 Abs.1 Nr.4 EEG 2004 i.V.m. § 28 Abs.1a EEG 2009			bis einschl. 5 MW § 9 Abs.1 Nr.1 EEG 2004 i.V.m. § 28 Abs.1a und 2 EEG 2009			über 5 bis 10 MW § 9 Abs.1 Nr.2 EEG 2004 i.V.m. § 28 Abs.1a und 2 EEG 2009			> 10 MW			
	Degression 0,0%			Degression 0,0%			Degression 0,0%			Degression 0,0%			Degression 0,0%			Degression 0,0%			siehe "Standardanlagen"			
	Kategorie		ct/kWh	Kategorie		ct/kWh	Kategorie		ct/kWh	Kategorie		ct/kWh	Kategorie		ct/kWh	Kategorie		ct/kWh				
	Aug-Dez 04		GeK91-----04	19,00	GeK92-----04		18,00	GeK93-----04		12,95	GeK94-----04		11,16	GeK91W-----04		22,00	GeK92W-----04					21,00
	2005		GeK91-----05	19,00	GeK92-----05		18,00	GeK93-----05		12,95	GeK94-----05		11,16	GeK91W-----05		22,00	GeK92W-----05					21,00
	2006		GeK91-----06	19,00	GeK92-----06		18,00	GeK93-----06		12,95	GeK94-----06		11,16	GeK91W-----06		22,00	GeK92W-----06					21,00
2007		GeK91-----07	19,00	GeK92-----07		18,00	GeK93-----07		12,95	GeK94-----07		11,16	GeK91W-----07		22,00	GeK92W-----07		21,00				
2008		GeK91-----08	19,00	GeK92-----08		18,00	GeK93-----08		12,95	GeK94-----08		11,16	GeK91W-----08		22,00	GeK92W-----08		21,00				

	Stromerzeugung und Nutzung petrothermaler Techniken : Vergütungssätze für die Leistungszonen ¹⁾²⁾⁴⁾								Stromerzeugung in Kombination mit Wärmenutzung nach Anlage 4 des EEG 2009 und Nutzung petrothermaler Techniken : Vergütungssätze für die Leistungszonen ¹⁾²⁾³⁾⁴⁾													
Inbetriebnahme	bis einschl. 5 MW § 9 Abs.1 Nr.1 EEG 2004 i.V.m. § 28 Abs.1a und 3 EEG 2009			über 5 bis 10 MW § 9 Abs.1 Nr.2 EEG 2004 i.V.m. § 28 Abs.1a und 3 EEG 2009			über 10 bis 20 MW			> 20 MW			bis einschl. 5 MW § 9 Abs.1 Nr.1 EEG 2004 i.V.m. § 28 Abs.1a, 2 und 3 EEG 2009			über 5 bis 10 MW § 9 Abs.1 Nr.2 EEG 2004 i.V.m. § 28 Abs.1a, 2 und 3 EEG 2009			> 10 MW			
	Degression 0,0%			Degression 0,0%			siehe "Standardanlagen"			siehe "Standardanlagen"			Degression 0,0%			Degression 0,0%			siehe "Standardanlagen"			
	Kategorie		ct/kWh	Kategorie		ct/kWh							Kategorie		ct/kWh							
	Aug-Dez 04		GeK91P-----04	23,00	GeK92P-----04								18,00	GeK280WP----09		26,00	GeK280WP----09					25,00
	2005		GeK91P-----05	23,00	GeK92P-----05								18,00	GeK280WP----10		26,00	GeK280WP----10					25,00
	2006		GeK91P-----06	23,00	GeK92P-----06								18,00	GeK280WP----11		26,00	GeK280WP----11					25,00
2007		GeK91P-----07	23,00	GeK92P-----07		18,00	GeK280WP----12		26,00	GeK280WP----12		25,00										
2008		GeK91P-----08	23,00	GeK92P-----08		18,00	GeK280WP----13		26,00	GeK280WP----13		25,00										

- 1) Die für die Vergütung maßgebliche Leistung errechnet sich aus der jährlichen Arbeitsmenge dividiert durch die Jahresstunden im entsprechenden Jahr (§ 12 Abs. 2 EEG 2004, entspricht § 18 Abs. 2 EEG 2009). In den Vergütungssätzen ist der "Frühstarterbonus" nach § 28 Abs. 1a EEG 2009 in Höhe von 4 ct/kWh für die Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2016 berücksichtigt.
- 2) Für die Vergütungszone über 10 MW besteht kein Anspruch auf Zahlung der Boni.
- 3) Anspruch auf Vergütung nach diesen Kategorien besteht für Strom, soweit er in Kombination mit einer Wärmenutzung nach Anlage 4 des EEG 2009 erzeugt und dies gemäß Anlage 4 Nr. 2 des EEG 2009 nachgewiesen wurde (§ 28. Abs. 2 EEG 2009).
- 4) Anspruch auf Vergütung nach diesen Kategorien besteht für Strom, soweit er unter Nutzung petrothermaler Techniken erzeugt wurde (§ 28. Abs. 3 EEG 2009).
- 5) Die Vergütungssätze für Anlagen mit Inbetriebnahmedatum vor dem 1. August 2004 werden nicht dargestellt, da bis zu diesem Zeitpunkt keine Geothermieranlagen nach EEG in Deutschland in Betrieb genommen wurden.

Mindestvergütungen für Strom aus **Geothermieranlagen**, Inbetriebnahme ab 2009

Vergütungssätze nach **EEG 2009** bei Inbetriebnahme in den Jahren **2009 bis 2011**

Inbetrieb- nahme	Standardanlagen: Vergütungssätze für die Leistungszonen ¹⁾				Stromerzeugung in Kombination mit Wärmenutzung nach Anlage 4 des EEG 2009: Vergütungssätze für die Leistungszonen ¹⁾²⁾³⁾			
	bis einschl. 10 MW § 28 Abs.1 Nr.1 i.V.m. § 28 Abs.1a EEG 2009		> 10 MW § 28 Abs.1 Nr.2 i.V.m. § 28 Abs.1a EEG 2009		bis einschl. 10 MW § 28 Abs.1 Nr.1 i.V.m. § 28 Abs.1a und 2 EEG 2009		> 10 MW § 28 Abs.1 Nr.2 i.V.m. § 28 Abs.1a EEG 2009	
	Degression	1,0%	Degression	1,0%	Degression	1,0%	Degression	1,0%
	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh
2009	GeK280-----09	20,00	GeK281-----09	14,50	GeK280W-----09	23,00	siehe "Standardanlagen"	
2010	GeK280-----10	19,80	GeK281-----10	14,36	GeK280W-----10	22,77		
2011	GeK280-----11	19,60	GeK281-----11	14,21	GeK280W-----11	22,54		

Inbetrieb- nahme	Stromerzeugung und Nutzung petrothermaler Techniken : Vergütungssätze für die Leistungszonen ¹⁾²⁾⁴⁾				Stromerzeugung in Kombination mit Wärmenutzung nach Anlage 4 des EEG 2009 und Nutzung petrothermaler Techniken : Vergütungssätze für die Leistungszonen ¹⁾²⁾³⁾⁴⁾			
	bis einschl. 10 MW § 28 Abs.1 Nr.1 i.V.m. § 28 Abs.1a und 3 EEG 2009		> 10 MW § 28 Abs.1 Nr.2 i.V.m. § 28 Abs.1a EEG 2009		bis einschl. 10 MW § 28 Abs.1 Nr.1 i.V.m. § 28 Abs.1a, 2 und 3 EEG 2009		> 10 MW § 28 Abs.1 Nr.2 i.V.m. § 28 Abs.1a EEG 2009	
	Degression	1,0%	siehe "Standardanlagen"		Degression	1,0%	siehe "Standardanlagen"	
	Kategorie	ct/kWh			Kategorie	ct/kWh		
2009	GeK280P-----09	24,00			GeK280WP-----09	27,00		
2010	GeK280P-----10	23,76			GeK280WP-----10	26,73		
2011	GeK280P-----11	23,52			GeK280WP-----11	26,46		

- 1) Die für die Vergütung maßgebliche Leistung errechnet sich aus der jährlichen Arbeitsmenge dividiert durch die Jahresstunden im entsprechenden Jahr (§ 18 Abs. 2 EEG 2009). In den Vergütungssätzen ist der "Frühstarterbonus" nach § 28 Abs. 1a EEG 2009 in Höhe von 4 ct/kWh für die Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2016 berücksichtigt.
- 2) Für die Vergütungszone über 10 MW besteht kein Anspruch auf Zahlung der Boni.
- 3) Anspruch auf Vergütung nach diesen Kategorien besteht für Strom, soweit er in Kombination mit einer Wärmenutzung nach Anlage 4 des EEG 2009 erzeugt und dies gemäß Anlage 4 Nr. 2 des EEG 2009 nachgewiesen wurde.
- 4) Anspruch auf Vergütung nach diesen Kategorien besteht für Strom, soweit er unter Nutzung petrothermaler Techniken erzeugt wurde.

Mindestvergütungen für Strom aus Windenergieanlagen an Land

Vergütungssätze nach **EEG 2000, EEG 2004 und EEG 2009** bei Inbetriebnahme in den Jahren **bis 2008**

Inbetriebnahme	Standardanlagen: Vergütungssätze für die gesamte eingespeiste Strommenge ¹⁾		Windenergieanlagen mit Anspruch auf Zahlung des Systemdienstleistungs-Bonus für Bestandsanlagen : Vergütungssätze für die gesamte eingespeiste Strommenge ¹⁾⁴⁾	
	Anfangsvergütung ²⁾ § 7 Abs.1 S.1 EEG 2000	Endvergütung ³⁾ § 7 Abs.1 S.2 EEG 2000	Anfangsvergütung ²⁾ § 7 Abs.1 S.1 EEG 2000 i.V.m. § 66 Abs.1 Nr.6 EEG 2009	Endvergütung ³⁾ § 7 Abs.1 S.2 EEG 2000 i.V.m. § 66 Abs.1 Nr.6 EEG 2009
	Degression 0% 1,5% Kategorie ct/kWh	Degression 1,5% Kategorie ct/kWh	Degression ⁵⁾ 1,0% Kategorie ct/kWh	Degression ⁵⁾ 1,0% Kategorie ct/kWh
bis 2001	WiK71a-----01 9,10	WiK72a-----01 6,19		
2002	WiK71a-----02 9,00	WiK72a-----02 6,10	WiK71aS-----02 9,70	WiK72aS-----02 6,80
2003	WiK71a-----03 8,90	WiK72a-----03 6,00	WiK71aS-----03 9,60	WiK72aS-----03 6,70
Jan-Juli 2004	WiK71a-----04 8,80	WiK72a-----04 5,90	WiK71aS-----04 9,50	WiK72aS-----04 6,60

Inbetriebnahme	Standardanlagen: Vergütungssätze für die gesamte eingespeiste Strommenge ¹⁾		Windenergieanlagen mit Anspruch auf Zahlung des Systemdienstleistungs-Bonus für Bestandsanlagen : Vergütungssätze für die gesamte eingespeiste Strommenge ¹⁾⁴⁾	
	Anfangsvergütung ²⁾ § 10 Abs.1 S.2 EEG 2004	Endvergütung ³⁾ § 10 Abs.1 S.1 EEG 2004	Anfangsvergütung ²⁾ § 10 Abs.1 S.2 EEG 2004 i.V.m. § 66 Abs.1 Nr.6 EEG 2009	Endvergütung ³⁾ § 10 Abs.1 S.1 EEG 2004 i.V.m. § 66 Abs.1 Nr.6 EEG 2009
	Degression 2,0% Kategorie ct/kWh	Degression 2,0% Kategorie ct/kWh	Degression ⁵⁾ 2,0% Kategorie ct/kWh	Degression ⁵⁾ 2,0% Kategorie ct/kWh
Aug-Dez 2004	WiK101-----04 8,70	WiK102-----04 5,50	WiK101S-----04 9,40	WiK102S-----04 6,20
2005	WiK101-----05 8,53	WiK102-----05 5,39	WiK101S-----05 9,23	WiK102S-----05 6,09
2006	WiK101-----06 8,36	WiK102-----06 5,28	WiK101S-----06 9,06	WiK102S-----06 5,98
2007	WiK101-----07 8,19	WiK102-----07 5,17	WiK101S-----07 8,89	WiK102S-----07 5,87
2008	WiK101-----08 8,03	WiK102-----08 5,07	WiK101S-----08 8,73	WiK102S-----08 5,77

1) Eine Aufteilung der Vergütung nach Leistungszonen erfolgt bei Strom aus Windenergieanlagen nicht.

2) Die Anfangsvergütung wird für einen Zeitraum ab Inbetriebnahme von mindestens 5 Jahren, für Strom aus vor dem 1. April 2000 in Betrieb genommenen Anlagen für mindestens 4 Jahre, gezahlt. Ist der real erzielte Ertrag in den ersten 5 bzw. 4 Jahren nach Inbetriebnahme geringer als 150% des anlagenspezifischen Referenzertrags, so verlängert sich der Zeitraum der Zahlung der Anfangsvergütung nach Maßgabe von § 7 Abs. 1 EEG 2000 bzw. § 10 Abs. 1 S. 3 EEG 2004.

3) Die Endvergütung ("Grundvergütung") ist nach Ende des Anspruchs auf Zahlung der Anfangsvergütung bis zum Abschluss des gesamten EEG-Vergütungszeitraums (Inbetriebnahmejahr + 20 Kalenderjahre) zu zahlen.

4) Anspruch auf Zahlung des Systemdienstleistungs-Bonus besteht für Strom aus Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2001 und vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind, sobald sie infolge einer Nachrüstung nach dem 11. Juli 2009 und vor dem 1. Januar 2011 die Anforderungen der SDLWindV erstmals einhalten (§ 66 Abs. 1 Nr. 6 EEG 2009); der Anspruch auf den Bonus besteht für 5 Jahre ab dem Zeitpunkt der erstmaligen Einhaltung dieser Anforderungen; anschließend sind die jeweiligen Vergütungssätze für Standardanlagen maßgeblich.

5) Lediglich die Anfangs- bzw. Endvergütung ("Grundvergütung") unterliegt der Degression, nicht aber der Systemdienstleistungs-Bonus für Bestandsanlagen von 0,7 ct/kWh.

Mindestvergütungen für Strom aus Windenergieanlagen an Land

Vergütungssätze nach EEG 2009 bei Inbetriebnahme in den Jahren 2009 bis 2011

Inbetriebnahme	Standardanlagen: Vergütungssätze für die gesamte eingespeiste Strommenge ¹⁾				Windenergieanlagen mit Anspruch auf Zahlung des Systemdienstleistungs-Bonus für Neuanlagen: Vergütungssätze für die gesamte eingespeiste Strommenge ¹⁾⁴⁾			
	Anfangsvergütung ²⁾ § 29 Abs.2 S. 1 EEG 2009		Endvergütung ³⁾ § 29 Abs.1 EEG 2009		Anfangsvergütung ²⁾ § 29 Abs.2 S.1 i.V.m. § 29 Abs.2 S.4 EEG 2009		Endvergütung ³⁾	
	Degression	1,0%	Degression	1,0%	Degression ⁵⁾	1,0%	Der Systemdienstleistungs-Bonus wird nur im Zeitraum der Zahlung der Anfangsvergütung gewährt	
	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh		
2009	WnK290-----09	9,20	WnK291-----09	5,02	WnK290S-----09	9,70		
2010	WnK290-----10	9,11	WnK291-----10	4,97	WnK290S-----10	9,61		
2011	WnK290-----11	9,02	WnK291-----11	4,92	WnK290S-----11	9,51		

Inbetriebnahme	Repowering-Anlagen ⁶⁾ : Vergütungssätze für die gesamte eingespeiste Strommenge ¹⁾				Repowering-Anlagen mit Anspruch auf Zahlung des Systemdienstleistungs-Bonus für Neuanlagen: Vergütungssätze für die gesamte eingespeiste Strommenge ¹⁾⁴⁾			
	Anfangsvergütung ²⁾ § 29 Abs.2 S.1 i.V.m. § 30 EEG 2009		Endvergütung ³⁾ § 29 Abs.1 i.V.m. § 30 EEG 2009		Anfangsvergütung ²⁾ § 29 Abs.2 S.1 i.V.m. § 30 und § 29 Abs.2 S.4 EEG 2009		Endvergütung ³⁾	
	Degression	1,0%	Degression	1,0%	Degression ⁵⁾	1,0%	Der Systemdienstleistungs-Bonus wird nur im Zeitraum der Zahlung der Anfangsvergütung gewährt	
	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh		
2009	WrK300-----09	9,70	WrK301-----09	5,02	WrK300S-----09	10,20		
2010	WrK300-----10	9,61	WrK301-----10	4,97	WrK300S-----10	10,11		
2011	WrK300-----11	9,51	WrK301-----11	4,92	WrK300S-----11	10,00		

1) Eine Aufteilung der Vergütung nach Leistungszonen erfolgt bei Strom aus Windenergieanlagen nicht.

2) Die Anfangsvergütung wird für einen Zeitraum ab Inbetriebnahme von mindestens 5 Jahren gezahlt. Ist der real erzielte Ertrag in den ersten 5 Jahren nach Inbetriebnahme geringer als 150% des anlagenspezifischen Referenzertrags, so verlängert sich der Zeitraum der Zahlung der Anfangsvergütung nach Maßgabe von § 29 Abs. 2 S. 2 EEG 2009.

3) Die Endvergütung ("Grundvergütung") ist nach Ende des Anspruchs auf Zahlung der Anfangsvergütung bis zum Abschluss des gesamten EEG-Vergütungszeitraums (Inbetriebnahmejahr + 20 Kalenderjahre) zu zahlen.

4) Anspruch auf Vergütung nach den Kategorien mit Systemdienstleistungs-Bonus besteht für Strom aus Anlagen, die vor dem 1. Januar 2014 in Betrieb genommen worden sind und ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme die Anforderungen der SDLWindV nachweislich erfüllen (§ 29 Abs. 2 S. 4 EEG 2009). Der Systemdienstleistungs-Bonus wird nur während des Zeitraums der Zahlung der Anfangsvergütung gewährt. Anlagen, die nach dem 31. März 2011 an das Mittel-, Hoch- oder Höchstspannungsnetz angeschlossen werden, müssen die Anforderungen der SDLWindV erfüllen.

5) Der Systemdienstleistungs-Bonus für Neuanlagen von 0,5 ct/kWh (§ 29 Abs. 2 Satz 4 EEG 2009) unterliegt ebenso wie die Anfangs- und Endvergütung der Degression.

6) Als Repowering-Anlagen gelten Windenergieanlagen, die im selben oder einem angrenzenden Landkreis bestehende Anlagen endgültig ersetzen, wenn zwischen Inbetriebnahme der ersetzten und der ersetzenden Anlagen mindestens 10 Jahre verstrichen sind und die Leistung der neuen Anlagen mindestens das Zweifache und maximal das Fünffache der Leistung der ersetzten Anlagen betragen (§ 30 EEG 2009).

Mindestvergütungen für Strom aus **Windenergieanlagen offshore**

Vergütungssätze nach **EEG 2009** bei Inbetriebnahme in den Jahren **2009 bis 2011** ⁵⁾

Inbetrieb- nahme	Vergütungssätze für die gesamte eingespeiste Strommenge ¹⁾			
	Anfangsvergütung²⁾ § 31 Abs.2 S. 1 EEG 2009		Endvergütung³⁾ § 31 Abs.1 EEG 2009	
	Degression ⁴⁾ 0,0%		Degression ⁴⁾ 0,0%	
	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh
2009	WfK310-----09	15,00	WfK311-----09	3,50
2010	WfK310-----10	15,00	WfK311-----10	3,50
2011	WfK310-----11	15,00	WfK311-----11	3,50

1) Eine Aufteilung der Vergütung nach Leistungszonen erfolgt bei Strom aus Windenergieanlagen nicht.

2) Die Anfangsvergütung wird für einen Zeitraum ab Inbetriebnahme von mindestens 12 Jahren gezahlt. In den angegeben Beträgen ist der Zuschlag von 2 ct/kWh bei Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2016 (§ 31 Abs. 2 S. 2 EEG 2009) bereits berücksichtigt. Der Zeitraum der Zahlung der Anfangsvergütung verlängert sich für Strom aus Anlagen, die in einer Entfernung von mindestens zwölf Seemeilen von der Küstenlinie und in einer Wassertiefe von mindestens 20 Metern errichtet worden sind, für jede über zwölf Seemeilen hinausgehende volle Seemeile Entfernung um 0,5 Monate und für jeden zusätzlichen vollen Meter Wassertiefe um 1,7 Monate (§ 31 Abs. 2 S. 3 EEG 2009).

3) Die Endvergütung ("Grundvergütung") ist nach Ende des Anspruchs auf Zahlung der Anfangsvergütung bis zum Abschluss des gesamten EEG-Vergütungszeitraums (Inbetriebnahmejahr + 20 Kalenderjahre) zu zahlen.

4) Für Offshore-Windenergieanlagen mit Inbetriebnahme in dem angegebenen Zeitraum (bis Ende 2011) erfolgt keine Degression der Vergütungssätze.

5) Die Vergütungssätze für Anlagen mit Inbetriebnahmedatum vor dem 1. Januar 2009 sind nicht dargestellt, da bis zu diesem Zeitpunkt keine Offshore-Windenergieanlagen nach EEG im Geltungsbereich des EEG in Betrieb genommen wurden.

Mindestvergütungen für Strom aus Solaranlagen, Inbetriebnahme bis Ende 2008

Vergütungssätze nach EEG 2000

Inbetriebnahme	alle Anlagen ¹⁾ ohne Leistungsgrenze § 8 EEG 2000	
	Degression 5,0%	
	Kategorie	ct/kWh
bis 2001	SoK320-----09	50,62
2002	SoK320-----10	48,10
2003	SoK320-----11	45,70

Vergütungssätze nach EEG 2004

Inbetriebnahme	Freiflächenanlagen ¹⁾ ohne Leistungsgrenze § 11 Abs.1 EEG 2004		Anlagen an oder auf Gebäuden: Vergütungssätze für die Leistungszonen ³⁾⁴⁾						Anlagen an Fassaden von Gebäuden: Vergütungssätze für die Leistungszonen ³⁾⁴⁾					
	Degression 2005 5,0% ab 2006 6,5%		bis einschl. 30 kW § 11 Abs.2 S.1 Nr.1 EEG 2004	bis einschl. 100 kW § 11 Abs.2 S.1 Nr.2 EEG 2004	über 100 kW § 11 Abs.2 S.1 Nr.3 EEG 2004					bis einschl. 30 kW § 11 Abs.2 S.1 Nr.1 i.V.m. Abs. 2 S.2 EEG 2004	bis einschl. 100 kW § 11 Abs.2 S.1 Nr.2 i.V.m. Abs. 2 S.2 EEG 2004	über 100 kW § 11 Abs.2 S.1 Nr.3 i.V.m. Abs. 2 S.2 EEG 2004		
	Degression 2005 5,0% ab 2006 6,5%		Degression 5,0%	Degression 5,0%	Degression 5,0%					Degression ⁵⁾ 5,0%	Degression ⁵⁾ 5,0%	Degression ⁵⁾ 5,0%		
	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh					Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh
2004	SoK117-----09	45,70	SoK111-----09	57,40	SoK112-----09	54,60					SoK114-----09	62,40	SoK115-----09	59,60
2005	SoK117-----10	43,42	SoK111-----10	54,53	SoK112-----10	51,87					SoK114-----10	59,53	SoK115-----10	56,87
2006	SoK117-----11	40,60	SoK111-----11	51,80	SoK112-----11	49,28					SoK114-----11	56,80	SoK115-----11	54,28
2007	SoK117-----12	37,96	SoK111-----12	49,21	SoK112-----12	46,82					SoK114-----12	54,21	SoK115-----12	51,82
2008	SoK117-----13	35,49	SoK111-----13	46,75	SoK112-----13	44,48					SoK114-----13	51,75	SoK115-----13	49,48

1) Nach EEG 2000 erfolgte keine Unterscheidung der Vergütungssätze nach Standort der Anlage.

2) Bezüglich des Vergütungsanspruchs für Strom aus sog. "Freiflächenanlagen" (§ 32 EEG 2009) sind die Anforderungen an den Standort nach § 32 Abs. 2 und 3 EEG 2009 zu beachten.

3) Die für die Aufteilung der Vergütung maßgebliche Leistung ist bei Solaranlagen die installierte Leistung in kWp.

4) Gebäude sind selbständig benutzbare, überdeckte bauliche Anlagen, die von Menschen betreten werden können und vorrangig dazu bestimmt sind, dem Schutz von Menschen, Tieren oder Sachen zu dienen (§ 33 Abs. 3 EEG 2009).

5) Der Degressionssatz von 5% bezieht sich nur auf die Grundvergütung (vgl. Kategorien SoK111 bis SoK113); der Fassadenbonus beträgt konstant 5 ct/kWh.

Mindestvergütungen für Strom aus **Solaranlagen, Inbetriebnahme ab 2009**

Vergütungssätze bei **Netzeinspeisung nach §§ 32, 33 Abs. 1 EEG 2009**, Anlagen der Inbetriebnahmejahre **2009 bis 2011**

Inbetrieb- nahme	Freiflächenanlagen ¹⁾						Anlagen an oder auf Gebäuden: Vergütungssätze für die Leistungszonen ³⁾⁴⁾							
	auf Ackerflächen ²⁾		auf versiegelten Flächen oder Konversionsflächen		auf sonstigen Freiflächen (Grünflächen)		bis einschl. 30 kW		bis einschl. 100 kW		bis einschl. 1 MW		über 1 MW	
	§ 32 Abs.1 EEG 2009		§ 32 Abs.3 Nr.1 u.2 EEG 2009		§ 32 Abs.1 EEG 2009		§ 33 Abs.1 Nr.1 EEG 2009		§ 33 Abs.1 Nr.2 EEG 2009		§ 33 Abs.1 Nr.3 EEG 2009		§ 33 Abs.1 Nr.4 EEG 2009	
	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh
2009	SoK320-----09	31,94	SgK334-----09	31,94	SoK320-----09	31,94	SgK330-----09	43,01	SgK331-----09	40,91	SgK332-----09	39,58	SgK333-----09	33,00
Jan.-Juni 2010	SoK320-----10	28,43	SgK334-----10	28,43	SoK320-----10	28,43	SgK330-----10	39,14	SgK331-----10	37,23	SgK332-----10	35,23	SgK333-----10	29,37
Juli-Sept. 2010	SoK320BS-Ju110	28,43	SgK334---Ju110	26,15	SoK320---Ju110	25,02	SgK330---Ju110	34,05	SgK331---Ju110	32,39	SgK332---Ju110	30,65	SgK333---Ju110	25,55
Okt.-Dez. 2010	SoK320BS-Okt10	28,43	SgK334---Okt10	25,37	SoK320---Okt10	24,26	SgK330---Okt10	33,03	SgK331---Okt10	31,42	SgK332---Okt10	29,73	SgK333---Okt10	24,79
2011 ⁵⁾			SgK334-----11	22,07	SoK320-----11	21,11	SgK330-----11	28,74	SgK331-----11	27,33	SgK332-----11	25,86	SgK333-----11	21,56

- 1) Bezüglich des Vergütungsanspruchs für Strom aus sog. "Freiflächenanlagen" (§ 32 EEG 2009) sind die Anforderungen an den Standort nach § 32 Abs. 2 und 3 EEG 2009 zu beachten. Wenn die Anlagen nicht an oder auf einer baulichen Anlage angebracht ist, die vorrangig zu anderen Zwecken als der Solarstromerzeugung errichtet worden ist, muss die Anlage im Geltungsbereich eines gültigen Bebauungsplans oder innerhalb des Bereiches eines Verfahrens nach § 38 des Baugesetzbuches errichtet worden sein. Siehe auch Fußnote 2).
- 2) Anlagen auf Ackerflächen werden ab Inbetriebnahmedatum 1. Juli 2010 nur gefördert, wenn vor dem 25.03.2010 ein gültiger Bebauungsplan beschlossen wurde. Die Inbetriebnahme muss bis spätestens 31. Dezember 2010 erfolgt sein.
- 3) Die für die Aufteilung der Vergütung maßgebliche Leistung ist bei Solaranlagen die installierte Leistung in kWp.
- 4) Gebäude sind selbständig benutzbare, überdeckte bauliche Anlagen, die von Menschen betreten werden können und vorrangig dazu bestimmt sind, dem Schutz von Menschen, Tieren oder Sachen zu dienen (§ 33 Abs. 3 EEG 2009).
- 5) Gemäß Veröffentlichung der BNetzA vom 16. Juni 2011 wird die weitere Degressionsstufe, die aufgrund von Art. 1 des Europarechtsanpassungsgesetzes Erneuerbare Energien (EAG EE) für Freiflächenanlagen mit Inbetriebnahme ab 1. September 2011 und für Gebäudeanlagen mit Inbetriebnahme ab 1. Juli 2011 vorgesehen war (§ 20 Abs. 3 und 4 EEG), nicht innerhalb des Jahres 2011 eintreten, da die für das Einsetzen der Degression erforderlichen Neuanmeldungen von Solarstromanlagen nicht erreicht worden sind.

Mindestvergütungen für Strom aus Solaranlagen, Inbetriebnahme ab 2009

Vergütungssätze für **Eigenverbrauch nach § 33 Abs. 2 EEG 2009**, Anlagen der Inbetriebnahmejahre **2009 bis 2011**:

Inbetrieb- nahme		Eigenverbrauch aus Anlagen bis 30 kW an oder auf Gebäuden, Inbetriebnahme 1.1.2009 bis 30.06.2010 ¹⁾²⁾		Eigenverbrauch aus Anlagen an oder auf Gebäuden bis 500 kW, Inbetriebnahme 1.7.2010 bis 31.12.2011: Vergütungssätze für fiktive Einspeisung und fiktive Rücklieferung für die Leistungszonen ¹⁾²⁾					
		Kategorie	ct/kWh	bis einschl. 30 kW		bis einschl. 100 kW		bis einschl. 500 kW	
				Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh	Kategorie	ct/kWh
2009	Vergütung fiktive Einspeisung ³⁾	SgK3341-----09	43,01						
	Rückvergütung	SgK3342-----09	18,00						
	Differenz		25,01						
Jan-Juni 2010	Vergütung fiktive Einspeisung ³⁾	SgK3341-----10	39,14						
	Rückvergütung	SgK3342-----10	16,38						
	Differenz		22,76						
Juli-Sept 2010	Vergütung fiktive Einspeisung ³⁾			SgK33410-Jul10	34,05	SgK33411-Jul10	32,39	SgK33412-Jul10	30,65
	Rückvergütung für Anteil bis 30% ⁴⁾			SgK33420-Jul10	16,38	SgK33421-Jul10	16,38	SgK33422-Jul10	16,38
	Rückvergütung für Anteil > 30% ⁴⁾			SgK33430-Jul10	12,00	SgK33431-Jul10	12,00	SgK33432-Jul10	12,00
	Differenz für Anteil bis 30%				17,67		16,01		14,27
	Differenz für Anteil > 30%				22,05		20,39		18,65
Okt-Dez 2010	Vergütung fiktive Einspeisung ³⁾			SgK33410-Okt10	33,03	SgK33411-Okt10	31,42	SgK33412-Okt10	29,73
	Rückvergütung für Anteil bis 30% ⁴⁾			SgK33420-Okt10	16,38	SgK33421-Okt10	16,38	SgK33422-Okt10	16,38
	Rückvergütung für Anteil > 30% ⁴⁾			SgK33430-Okt10	12,00	SgK33431-Okt10	12,00	SgK33432-Okt10	12,00
	Differenz für Anteil bis 30%				16,65		15,04		13,35
	Differenz für Anteil > 30%				21,03		19,42		17,73
2011 ⁵⁾	Vergütung fiktive Einspeisung ³⁾			SgK33410-----11	28,74	SgK33411-----11	27,33	SgK33412-----11	25,86
	Rückvergütung für Anteil bis 30% ⁴⁾			SgK33420-----11	16,38	SgK33421-----11	16,38	SgK33422-----11	16,38
	Rückvergütung für Anteil > 30% ⁴⁾			SgK33430-----11	12,00	SgK33431-----11	12,00	SgK33432-----11	12,00
	Differenz für Anteil bis 30%				12,36		10,95		9,48
	Differenz für Anteil > 30%				16,74		15,33		13,86

- 1) Die für die Aufteilung der Vergütung maßgebliche Leistung ist bei Solaranlagen die installierte Leistung in kWp. Der Anspruch auf Vergütung nach diesen Kategorien besteht für Strom aus Anlagen mit der angegebenen maximalen installierten Leistung, soweit der Anlagenbetreiber oder Dritte den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage selbst verbrauchen und dies nachweisen (§ 33 Abs. 2 EEG 2009). Für den weiterhin in das Netz des Netzbetreibers eingespeisten Strom gelten die entsprechenden Vergütungskategorien des § 33 Abs. 1 EEG 2009.
- 2) Gebäude sind selbständig benutzbare, überdeckte bauliche Anlagen, die von Menschen betreten werden können und vorrangig dazu bestimmt sind, dem Schutz von Menschen, Tieren oder Sachen zu dienen (§ 33 Abs. 3 EEG 2009).
- 3) Gemäß Schreiben des Bundesfinanzministeriums vom 01.04.2009 ist die eigenverbrauchte Strommenge als Volleinspeisung abzüglich einer Rücklieferung zu betrachten.
- 4) Bei der Vergütung wird zwischen dem Anteil bis 30% und dem Anteil über 30% der insgesamt von der Anlage erzeugten Strommenge unterschieden. Der Anteil über 30% erhält eine höhere Förderung (Abzug 12 ct/kWh gegenüber Vergütung bei Netzeinspeisung).
- 5) Gemäß Veröffentlichung der BNetzA vom 16. Juni 2011 wird die weitere Degressionsstufe, die aufgrund von Art. 1 des Europarechtsanpassungsgesetzes Erneuerbare Energien (EAG EE) für Freiflächenanlagen mit Inbetriebnahme ab 1. September 2011 und für Gebäudeanlagen mit Inbetriebnahme ab 1. Juli 2011 vorgesehen war (§ 20 Abs. 3 und 4 EEG), nicht innerhalb des Jahres 2011 eintreten, da die für das Einsetzen der Degression erforderlichen Neuanmeldungen von Solarstromanlagen nicht erreicht worden sind.