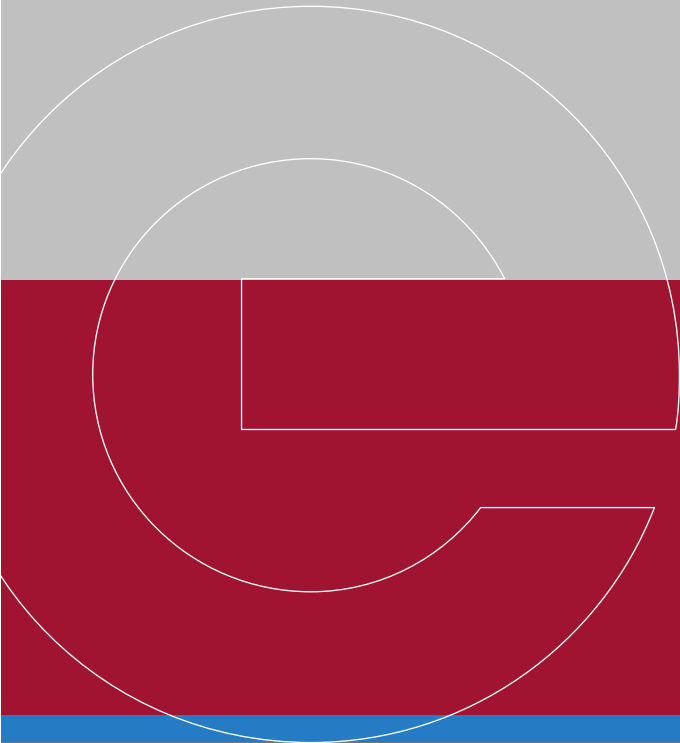


**Umsetzungshilfe zum EEG 2012**  
**Empfehlungen für Netzbetreiber zur Umsetzung des**  
**Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien**  
**(Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG)**  
**und der damit verbundenen Verordnungen**

16. Mai 2013



© **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](http://www.bdew.de)

Ausgabe Mai 2013

**bdew**  
Energie. Wasser. Leben.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis .....</b>	<b>3</b>
<b>Einleitung .....</b>	<b>7</b>
<b>1 Netzanschluss und Netzkapazitätserweiterung .....</b>	<b>9</b>
1.1 Grundsätze zum Netzanschluss von EEG-Anlagen .....	10
1.2 Technische Vorgaben .....	13
1.3 Pflicht zur Erweiterung der Netzkapazität .....	15
1.4 Kostentragung .....	17
1.5 Betrieb von mehreren Erzeugungsanlagen an demselben Netzanschluss .....	18
<b>2 Messstellenbetrieb und Messung .....</b>	<b>21</b>
2.1 Allgemeines .....	21
2.2 Messung über eine gemeinsame Messeinrichtung gemäß § 19 Abs. 2 und 3 EEG .....	22
<b>3 Einspeisemanagement .....</b>	<b>24</b>
3.1 Allgemeines .....	24
3.2 Technische Umsetzung Anlagenbetreiber/Netzbetreiber .....	25
3.3 Dokumentation von Einsätzen .....	28
3.4 Ermittlung der Entschädigungszahlungen gemäß § 12 EEG .....	29
<b>4 Abnahme und Übertragung .....</b>	<b>32</b>
4.1 Allgemeines .....	32
4.2 Einspeisung in das Netz des Anlagenbetreibers bzw. Dritter gemäß § 8 Abs. 2 EEG .....	32
<b>5 Vergütung .....</b>	<b>35</b>
5.1 Allgemeine Vorschriften .....	35
5.1.1 Allgemeine Hinweise zur Vergütungspflicht .....	35
5.1.2 Verringerung des Vergütungsanspruchs .....	36
5.1.3 Bestimmung der Mindestvergütung .....	37
5.1.4 Inbetriebnahme, Vergütungsbeginn und -dauer .....	38
5.1.5 Vergütungszonung .....	41
5.1.6 Leistungsseitige Zusammenfassung von Anlagen .....	43
5.1.7 Degression .....	46
5.2 Vergütungsvorschriften für Wasserkraftanlagen .....	47
5.2.1 Grundsätzliches .....	47
5.2.2 Vergütungsvoraussetzungen .....	47
5.2.3 Modernisierte Bestandsanlagen .....	48
5.2.3.1 Anlagen, die vor dem 01.01.2009 in Betrieb genommen wurden .....	48
5.2.3.2 Installierte Leistung nach Abschluss der Modernisierung über 5 MW .....	49

5.2.4	Vergütung .....	49
5.2.5	Besondere Nachweispflichten bei Wasserkraftanlagen .....	50
5.2.6	Übergangsbestimmungen.....	50
5.3	Vergütungsvorschriften für Deponiegas-, Klärgas- und Grubengasanlagen.....	52
5.3.1	Allgemeine Fördervoraussetzungen und Grundvergütung.....	52
5.4	Vergütungsvorschriften für Biomasse .....	53
5.4.1	Allgemeine Fördervoraussetzungen.....	53
5.4.1.1	Spezielle Fördervoraussetzungen für Biogas.....	53
5.4.2	Grundvergütung .....	54
5.4.3	Einsatzstoffbezogene Vergütungsboni .....	55
5.4.4	Besondere Vergütungsregelungen für Strom aus der Vergärung von Bioabfällen .....	56
5.4.4.1	Fördervoraussetzungen.....	56
5.4.4.2	Vergütung .....	57
5.4.5	Besondere Vergütungsregelungen für Strom aus der Vergärung von Gülle.....	57
5.4.5.1	Fördervoraussetzungen.....	57
5.4.5.2	Vergütung .....	58
5.4.6	Verstöße gegen Fördervoraussetzungen .....	59
5.4.7	Besondere Nachweispflichten für Biomasseanlagen .....	59
5.4.8	Übergangsbestimmungen für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.01.2012.....	61
5.5	Vorschriften für gasförmige Energieträger bei Durchleitung durch Erdgasnetze .....	64
5.5.1	Fördervoraussetzungen.....	64
5.5.2	Vergütung .....	64
5.5.2.1	Deponiegas, Klärgas, Grubengas .....	64
5.5.2.2	Biomethan.....	65
5.5.3	Gasaufbereitungs-Bonus .....	65
5.5.4	Übergangsvorschriften für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.01.2012.....	66
5.6	Vergütungsvorschriften für Geothermieranlagen .....	67
5.6.1	Allgemeine Fördervoraussetzungen und Vergütung .....	67
5.7	Vergütungsvorschriften für Windenergieanlagen an Land (Onshore) .....	68
5.7.1	Allgemeine Vergütungsvoraussetzungen .....	68
5.7.2	Grund- und Anfangsvergütung .....	68
5.7.3	Systemdienstleistungs-Bonus.....	69
5.7.4	Repowering-Zuschlag.....	71
5.7.5	Besondere Nachweispflichten bei Windenergieanlagen (Onshore).....	72
5.8	Vergütungsvorschriften für Windenergieanlagen auf See (Offshore).....	73
5.9	Vergütungsvorschriften für Photovoltaikanlagen .....	75
5.9.1	Allgemeines .....	75
5.9.2	Anlagenbegriff und Zusammenfassung von Anlagen.....	75
5.9.3	Vergütungsvoraussetzungen und Vergütungssätze.....	76
5.9.3.1	Vergütung von Strom aus Anlagen im Sinne von § 32 Abs. 1 EEG.....	76

5.9.3.2	Vergütung von Strom aus Anlagen im Sinne von § 32 Abs. 2 und 3 EEG .....	79
5.9.3.3	Marktintegration von PV-Anlagen (§ 33 EEG).....	81
5.9.4	Degression.....	84
5.9.5	Ersatz von defekten, beschädigten oder gestohlenen Anlagen (§ 32 Abs. 5 EEG).....	86
5.9.6	Besondere Nachweispflichten für PV-Anlagen.....	87
<b>6</b>	<b>Direktvermarktung .....</b>	<b>89</b>
6.1	Gesetzliche Regelung .....	89
6.1.1	Marktprämie .....	93
6.1.2	Flexibilitätsprämie .....	95
6.1.3	Abschläge .....	97
6.2	Datenaustausch zwischen Anlagenbetreiber und avNB.....	98
6.3	Datenaustausch zwischen stromaufnehmendem Lieferant/BKV und avNB.....	100
6.4	Datenaustausch zwischen avNB und rÜNB .....	100
<b>7</b>	<b>Ausgleichsmechanismus und Jahresabrechnung .....</b>	<b>103</b>
7.1	Der EEG-Aufnahmeprozess .....	103
7.1.1	Aufnahme der EEG-Einspeisung durch den avNB.....	104
7.1.2	Lieferung der vom avNB aufgenommenen EEG-Strommengen an den rÜNB .....	106
7.1.3	Vergütung an den avNB durch den rÜNB .....	109
7.2	Horizontaler Ausgleich zwischen den ÜNB .....	110
7.3	Vermarktung des EEG-Stroms .....	111
7.4	Erhebung der EEG-Umlage .....	111
7.5	Jahresabrechnung .....	114
7.5.1	Datenübermittlung der avNB an den rÜNB .....	114
7.5.2	Ausgleich der energetischen und finanziellen Differenzen.....	116
7.6	Abwicklung von Entschädigungsleistungen aufgrund von Einspeisemanagement.....	116
<b>8</b>	<b>Transparenz .....</b>	<b>119</b>
8.1	Überblick zu den Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten .....	119
8.2	Mitteilungen vom Anlagenbetreiber zum Netzbetreiber.....	122
8.2.1	Gesetzliche Regelung.....	122
8.2.2	Hinweise für Netzbetreiber .....	123
8.3	Mitteilungen und Veröffentlichungen des avNB.....	124
8.3.1	Gesetzliche Regelung.....	124
8.3.2	Mitteilungen von Anlagenstammdaten und unterjährig verfügbaren Bewegungsdaten	125
8.3.2.1	Umfang der unterjährigen Mitteilungen an den rÜNB .....	125
8.3.2.2	Zeitpunkt der unterjährigen Mitteilungen an den rÜNB .....	127
8.3.2.3	Unterjährige Veröffentlichungen der avNB.....	127
8.3.3	Jahresabrechnungen der avNB .....	127
8.3.3.1	Jahresabrechnung der avNB gegenüber dem rÜNB .....	128

8.3.3.2	Veröffentlichung der Jahresabrechnung der avNB .....	129
8.3.3.3	Übermittlung der Jahresabrechnung der avNB an die Bundesnetzagentur.....	129
8.3.3.4	Wirtschaftsprüfer-Bescheinigungen zu den Jahresabrechnungen der avNB .....	129
8.3.3.5	Erstellen eines Berichts über die Datenermittlung .....	129
8.4	Mitteilungen und Veröffentlichungen des rÜNB.....	130
8.4.1	Gesetzliche Regelung.....	130
8.4.2	Unterjährige Veröffentlichungen .....	130
8.4.2.1	Veröffentlichungen im Rahmen der Direktvermarktung .....	131
8.4.2.2	Transparenz der Vermarktungstätigkeit .....	132
8.4.3	Jahresabrechnungen und jährliche Veröffentlichungen der ÜNB .....	135
8.4.3.1	Veröffentlichungs- und Transparenzpflichten i.V.m. der EEG-Umlage.....	135
8.4.3.2	Veröffentlichung der Jahresabrechnung der angeschlossenen EEG-Anlagen.....	136
8.4.3.3	Veröffentlichung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der rÜNB.....	137
8.4.3.4	Wirtschaftsprüfer-Bescheinigung des rÜNB zur Jahresabrechnung.....	137
8.4.3.5	Jahresabrechnung des rÜNB gegenüber den Lieferanten.....	138
8.4.3.6	Erstellen eines Berichts über die Datenermittlung .....	138
8.4.4	Meldungen an die Bundesnetzagentur .....	139
8.4.4.1	Unterjährige Meldungen .....	139
8.4.4.2	Jährliche Meldungen .....	139
<b>Literaturverzeichnis .....</b>		<b>141</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>		<b>147</b>
<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>		<b>150</b>
<b>Anhänge zur Umsetzungshilfe zum EEG 2012 .....</b>		<b>151</b>
Anhang 1: Zeitreihentypen für die EEG-Strom-Aufnahme und -Weitergabe (vgl. Kapitel 7) .....		151
Anhang 2: Vorschlag für Berichte der Netzbetreiber nach § 52 EEG .....		154
Anhang 3: Hinweise zu EEG-Vergütungskategorientabelle und Kategorienbezeichnungen .....		158
Anhang 4: Tabellen mit Vergütungssätzen.....		167

# Einleitung

## **Gesetzesentwicklung, Entstehung und Ziel der Umsetzungshilfe**

Das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) wurde erstmals zum 01.04.2000 eingeführt (EEG 2000). Am 01.08.2004 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.

Am 01.01.2012 trat das umfassend novellierte Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften in Kraft (EEG 2012 /1/, im Folgenden verkürzt mit „EEG“ bezeichnet). Die vorliegende Umsetzungshilfe berücksichtigt ebenfalls die Änderungen, welche gemäß dem „PV-Änderungsgesetz 2012“ vom 17.08.2012 (BGBl. I S. 1754 vom 23.08.2012) rückwirkend zum 01.04.2012 in Kraft getreten sind. Das EEG bringt eine Reihe von Neuregelungen mit, die alle Bereiche des Gesetzes betreffen. Wesentliche Neuerungen sind unter anderem die Einführung umfangreicher Regelungen zur Direktvermarktung für Anlagen, die ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas zur Stromerzeugung einsetzen, die Änderung der Vergütungsstruktur bei Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie sowie die Anpassung der technischen Vorgaben zur Nutzung des Einspeisemanagements.

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 der bisherigen Umsetzungshilfe des BDEW zum EEG 2009, 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 in entsprechenden Einzelausgaben geordnet – vom BDEW in der Energie-Info-Reihe „Fragen und Antworten zum EEG 2012“ zusammengestellt und kontinuierlich fortgeschrieben werden. Bis März 2013 (Redaktionsschluss) wurden Informationen in Einzelausgaben zu folgenden Themengruppen herausgegeben und im Mitgliederbereich der BDEW-Internetseite zur Verfügung gestellt:

- Direktvermarktung
- Einspeisemanagement
- Solarstrom
- Wasserkraft

In den einzelnen Kapiteln der vorliegenden Umsetzungshilfe wird auf weitere Hinweise in den jeweiligen „Fragen und Antworten zum EEG 2012“ verwiesen.



# 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 01.01.2009 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 /25/ bis /35/ 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.<sup>1</sup> Wann anstelle des räumlich nächstgelegenen Netzverknü-

---

<sup>1</sup> Die Clearingstelle EEG hat am 29.09.2011 ein Empfehlungsverfahren zum „Netzverknüpfungspunkt nach § 5 Abs. 1 EEG“ abgeschlossen (Az. 2011/1). Das Landgericht (LG) Münster hat ebenfalls ein Urteil zu diesem Sachverhalt am 19.12.2011 gefällt. Das Urteil des LG Münster kommt zu einem anderen Ergebnis als die Clearingstelle EEG, es ist jedoch nicht rechtskräftig. Der BDEW folgt weiterhin der Auffassung der Clearingstelle EEG. Weitere Hinweise sowohl zur Empfehlung der Clearingstelle als auch zum Urteil des LG Münster finden Sie unter: <https://www.bdew.de/internet.nsf/id/aktuelles-urteil-zur-wirtschaftlichen-zumutbarkeit-bei-eeg-netzanschluss-massnah?open&ccm=300120020>

fungspunktes ein technisch und wirtschaftlich günstigerer Verknüpfungspunkt der Netzverknüpfungspunkt im Sinne von § 5 Abs. 1 Satz 1 EEG 2009 bzw. 2012 ist, wird im Urteil des Bundesgerichtshofs vom 10. Oktober 2012<sup>2</sup> und in der Entscheidung der Clearingstelle EEG im Verfahren 2011/1<sup>3</sup> näher beschrieben.

## 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 18.07.2007, 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 10.11.2004 (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

---

<sup>2</sup> Az., VIII ZR 362/11, Link: <http://juris.bundesgerichtshof.de/cgi-bin/rechtsprechung/document.py?Gericht=bgh&Art=en&sid=98657d7e5f9a2d661ba32a4ae151b172&nr=62267&pos=3&anz=92>

<sup>3</sup> Clearingstelle EEG, Verfahren 2011/1, Link: <http://www.clearingstelle-eeg.de/empfv/2011/1>

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 Versorgung als günstigster Netzverknüpfungspunkt. Bei Photovoltaikanlagen ist die installierte Modulleistung in kWp maßgeblich<sup>4</sup>.
- (5) Anlagenbetreiber sind nach § 5 Abs. 2 EEG berechtigt, einen anderen technisch geeigneten Netzverknüpfungspunkt zu wählen. Gemäß dem Urteil des Bundesgerichtshofs vom 10. Oktober 2012<sup>5</sup> kann der Anlagenbetreiber als den „anderen Netzverknüpfungspunkt“ zwar auch wieder den räumlich nächstgelegenen wählen, wenn die „gesamtwirtschaftliche Betrachtungsweise“ nach § 5 Abs. 1 Satz 1 EEG nicht diesen sondern einen alternativen Netzverknüpfungspunkt als technisch und wirtschaftlich günstigsten ergibt. Einer solchen Wahl steht gemäß diesem Urteil aber der Einwand des Rechtsmissbrauchs (§ 242 BGB) entgegen, wenn die dem Netzbetreiber hierdurch entstehenden Kosten nicht nur unerheblich über den Kosten eines Anschlusses an dem gesamtwirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt liegen. Dann kommt 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.
- (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 sichergestellt wäre. Befristete betriebsbedingte Maßnahmen, wie Wartungsarbeiten, Störungsbeseitigung oder Netzausbau sowie Maßnahmen zur Gewährleistung der Netz- oder Systemsicherheit sind hierdurch

---

<sup>4</sup> Der Grundstücksbegriff in § 5 Abs. 1 Satz 2 EEG 2012/2009 wird in der Entscheidung der Clearingstelle EEG im Verfahren 2011/23 erläutert, Link: <http://www.clearingstelle-eeg.de/hinww/2011/23>

<sup>5</sup> Az., VIII ZR 362/11, Link: <http://juris.bundesgerichtshof.de/cgi-bin/rechtsprechung/document.py?Gericht=bgh&Art=en&sid=98657d7e5f9a2d661ba32a4ae151b172&nr=62267&pos=3&anz=92>

nicht ausgeschlossen, weiterhin möglich und für die Prüfung des Netzverknüpfungspunktes ohne Bedeutung.

(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. 6 EEG die dafür notwendigen Unterlagen, insbesondere die für eine nachprüfbare Netzverträglichkeitsprüfung erforderlichen Netzdaten, auf Verlangen innerhalb von 8 Wochen vorlegen.

(8) Ab dem 01.05.2011 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 Abs. 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 Nr. 3 EEG übermittelt hat.

- (9) Die Prüfung der technischen Eignung eines Netzverknüpfungspunktes erfolgt auf Grundlage der in den Technischen Richtlinien für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen /25/ bis /35/ in der jeweils gültigen Fassung genannten Netzanschlusskriterien und den dort beschriebenen weiteren Anforderungen.

## 1.2 Technische Vorgaben

- (1) Anlagenbetreiber sind nach § 6 Nr. 1 EEG verpflichtet, EEG und KWK-G-Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 100 kW mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung und zur Abrufung der jeweiligen Ist-Einspeisung auszustatten, auf die der Netzbetreiber zugreifen darf. Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie bis 100 kW müssen nur mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung ausgerüstet sein, sie benötigen keine technische Einrichtung zur Abrufung der Ist-Einspeisung, Anlagen bis 30 kW können alternativ zur ferngesteuerten Reduzierung mit einer technischen Lösung zur dauerhaften Begrenzung der am Netzverknüpfungspunkt eingespeisten Wirkleistung auf maximal 70 Prozent der installierten Leistung ausgerüstet werden.

Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie bis 100 kW und Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2012 müssen die technischen Vorgaben gemäß § 6 Abs. 2 EEG erst nach dem 31.12.2012 einhalten. Solche mit Inbetriebnahme nach dem 31.12.2008 und vor dem 01.01.2012 müssen dies nach dem 31.12.2013. Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.01.2009 sind hiervon befreit. Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie über 100 kW und mit Inbetriebnahme bis 31.12.2011 sind bis 30.06.2012 mit einer technischen Einrichtung nachzurüsten, solche mit Inbetriebnahme ab dem 01.01.2012 müssen sofort mit Inbetriebnahme diese Einrichtungen aufweisen. Hinweise zur technischen Umsetzung dieser Vorschrift sind im Abschnitt 3.2 zu finden.

Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie sind gemäß § 6 Abs. 3 EEG hinsichtlich der genannten Leistungsgrenzen unabhängig von den Eigentumsverhältnissen zusammenzufassen, wenn sie sich auf demselben Grundstück oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden und innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind. Diese Kriterien lehnen sich an jene des § 19 Abs. 1 EEG an (vgl. Abschnitt 5.1.6), weichen hiervon jedoch dahingehend ab, dass sich durch einen Zubau neuer Anlagen auch für Bestandsanlagen nachträglich eine Pflicht nach § 6 Abs. 1 oder 2 EEG ergeben kann. Weiterhin ist der räumliche und zeitliche Begriff abweichend von den Vorgängervorschriften des EEG 2000 und 2004, so dass u. U. auch solche Anlagen hinsichtlich der technischen Vorgaben zusammenzufassen sind, die hinsichtlich der Vergütung nicht zusammenzufassen sind.

- (2) Unter einer Einrichtung zur Abrufung der jeweiligen Ist-Einspeisung ist eine Einrichtung zur Erfassung von mindestens ¼-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.
- (3) Die Ausführung der Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung richtet sich gemäß § 7 Abs. 2 EEG nach den technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers.
- (4) Nach § 6 Nr. 5 EEG müssen darüber hinaus Windenergieanlagen die Anforderungen der Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV) einhalten.
- (5) Gemäß § 6 Nr. 4 EEG muss bei Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas sichergestellt sein, dass ein neu zu errichtendes Gärrestlager am Standort der Biogaserzeugung technisch gasdicht abgedeckt ist und die hydraulische Verweilzeit in dem gasdichten und an eine Gaswertung angeschlossenen System mindestens 150 Tage beträgt sowie zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas verwendet werden. Die Anforderung einer technisch gasdichten Abdeckung gilt nicht, wenn zur Erzeugung des Biogases ausschließlich Gülle im Sinne des § 2 Satz 1 Nr. 4 des Düngegesetzes eingesetzt wird. Anlagen zur Stromerzeugung aus Biogas mit Inbetriebnahme bis 31.12.2011 müssen bis zum 31.12.2013 mit einer zusätzlichen Gasverbrauchseinrichtung zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas nachgerüstet werden. Dies gilt nach § 66 Abs. 1 Nr. 3 nicht für Anlagen,

die die Voraussetzungen nach Nummer 1.4 der Anlage 2 zu dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung erfüllen.

- (6) 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 /25/ bis /35/ – und § 49 des Energiewirtschaftsgesetzes vom 07.07.2005 (EnWG) in der jeweils geltenden Fassung entsprechen.
- (7) Solange der Anlagenbetreiber die Verpflichtung nach § 6 EEG nicht erfüllt, verringert sich die EEG Vergütung nach § 17 Abs. 1 EEG auf null. Hinweise zu Verstößen von KWK-Anlagenbetreiber gegen den § 6 EEG finden Sie in der Umsetzungshilfe zum KWK-G 2012<sup>6</sup>.

### **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 Netzkapazität 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 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 2009 (/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,

---

<sup>6</sup> zu finden unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_KWK-G-Umsetzungshilfen](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_KWK-G-Umsetzungshilfen)

- den Einsatz lastflusststeuernder 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 /20/, Votum vom 19.09.2008, Verfahren 2008/14), ist derzeit noch nicht abschließend durch die Rechtsprechung geklärt (offen gelassen: BGH Urteil vom 18.07.2007, 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 Betrachtungs-



weise“ (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 01.10.2008 (Az. VIII ZR 21/07)). Eine Ausnahme wird nur im Falle der Anwendbarkeit von § 5 Abs. 1 Satz 2 EEG 2009/2012 gemacht, da in diesem Falle bereits von Gesetzes wegen der räumlich nächstgelegene Netzverknüpfungspunkt als technisch und wirtschaftlich günstigster gilt. Dies bedeutet allerdings nicht, dass ein ggf. dann an diesem Netzverknüpfungspunkt notwendiger Netzausbau stets wirtschaftlich zumutbar ist. Diese Prüfung muss auch im Falle von § 5 Abs. 1 Satz 2 EEG 2009/2012 separat durchgeführt werden und kann zur Ablehnung führen<sup>7</sup>.

- (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 für eine zusätzliche bzw. verlängerte Anschlussleitung sowie daraus resultierende Leitungsverluste nach § 13 Abs. 2 EEG zu tragen. Gleiches gilt dann, wenn der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber im Falle von § 5 Abs. 1 Satz 2 EEG 2012/2009 einen anderen als den räumlich nächstgelegenen Netzverknüpfungspunkt zuweist.
- (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

---

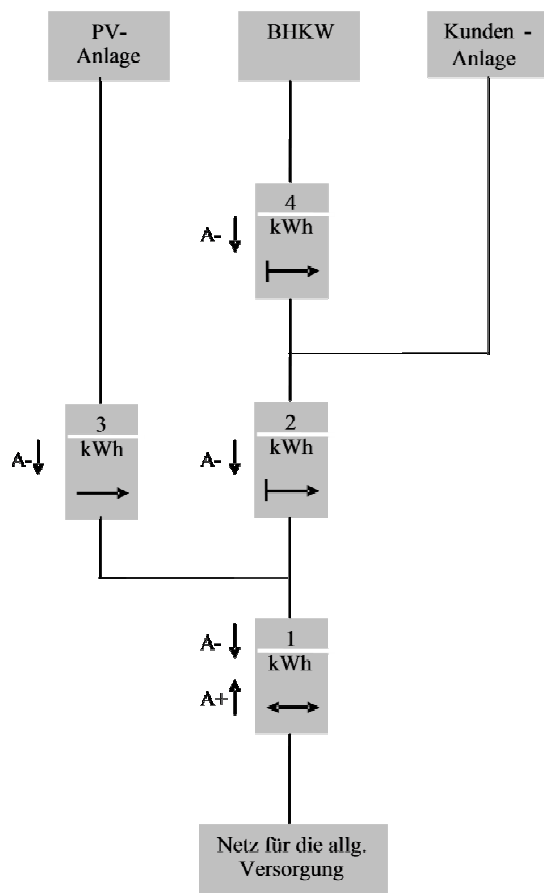
<sup>7</sup> Clearingstelle EEG, Verfahren 2011/1, Rdn. 153 ff.

- sich kein Anspruch des Anlagenbetreibers auf Übernahme der Anschlussanlagen in das Eigentum des Netzbetreibers.
- (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). Eine Ausnahme stellt die Regelung des § 33 Abs. 4 EEG 2012 (neu) dar.

- (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 § 32 EEG (Solarstromanlage) durch den Anschlussnutzer betrieben. Der in beiden Anlagen erzeugte Strom kann teilweise in das Netz des jeweiligen Netzbetreibers eingespeist und teilweise in unmittelbarer räumlicher Nähe selbst verbraucht werden. Sowohl für die eingespeisten als auch für die selbst verbrauchten Strommengen kann der Anlagenbetreiber nach dem KWKG-Gesetz und teilweise auch nach dem EEG in der jeweils gültigen Fassung 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 Zählleinrichtungen 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.



### 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)

Im Übrigen wird auf die Schaubilder in der Entscheidung der Clearingstelle EEG, Verfahren 2011/2/2<sup>8</sup>, S. 56 ff., bei einer parallelen Einspeisung von EEG- und KWK-G-Anlagen auf die Seiten 62 ff., verwiesen.

→ Weitere Informationen zu rechtlichen Fragestellungen zum Netzanschluss und Netzausbau stehen für BDEW-Mitglieder in der Energie-Info „Fragen und Antworten zum EEG 2012 – Ausgabe Einspeisemanagement“ vom 7. November 2012 /44/ zur Verfügung.

<sup>8</sup> Clearingstelle EEG, Verfahren 2011/2, Link: <http://www.clearingstelle-eeeg.de/empfv/2011/2>

## 2 Messstellenbetrieb und Messung

### 2.1 Allgemeines

- (1) Für EEG-Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung bis einschließlich 100 kW ist i.d.R. die Messung der eingespeisten elektrischen Wirkarbeit ausreichend. Wird der in der Anlage erzeugte Strom anteilig oder vollständig direkt vermarktet, gelten abweichende Vorschriften (vgl. Abschnitt 6.1).
- (2) Bei EEG-Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 100 kW und Inbetriebnahme ab 01.01.2012 verringert sich gemäß § 17 Abs. 1 die EEG Vergütung auf null, wenn sie nicht 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 Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW, die vor dem 01.01.2012 in Betrieb gegangen sind, gelten gemäß § 66 Abs. 1 Nr. 1 EEG ab 01.07.2012 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. Für Messstellenbetrieb und Messung gelten die Vorschriften der §§ 21b bis 21h des EnWG einschließlich der nach § 21i EnWG erlassenen Rechtsverordnungen. Für Anlagen mit einer Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2012 muss es sich folglich bei der fachkundigen dritten Person zwingend um eine Person mit der fachlichen Qualifikation eines Messstellenbetreibers gemäß § 21b Abs. 2 EnWG handeln<sup>9</sup>. 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), bei einer Direktvermarktung nach § 33a EEG 2012 (insbesondere nach § 33c EEG), sowie bei Anwendbarkeit des Marktintegrationsmodells für

---

<sup>9</sup> Clearingstelle EEG, Verfahren 2012/7, Link: <http://www.clearingstelle-eeg.de/empfv/2012/7>

Strom aus solarer Strahlungsenergie gemäß § 33 Abs. 4 EEG 2012 (neu) sind ggf. besondere Anforderungen an die Messeinrichtungen zu beachten.

Wenn aufgrund der installierten Leistung und der Erzeugungscharakteristik der Anlage zu erwarten ist, dass die energieträgerspezifische erste Leistungszone (z. B. bei Biomasse 150 kW bzw. Wasserkraft 500 kW) überschritten wird, ist eine Zählerinrichtung zur Erfassung der Bruttostromerzeugung des Generators erforderlich (siehe hierzu Abschnitte 4.2 und 5.9.3.3).

## **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<sup>10</sup>. Die Zuordnung der eingespeisten elektrischen Arbeit zu den einzelnen Anlagen erfolgt bei Windenergieanlagen im Verhältnis der jeweiligen Referenzerträge zueinander, unabhängig vom Inbetriebnahmezeitpunkt der Anlagen. Bei allen anderen Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2012 erfolgt die Zuordnung entsprechend dem Verhältnis der installierten elektrischen Wirkleistungen dieser Anlagen (bei Solarstromanlagen in kWp). Demgegenüber soll nach § 19 Abs. 2 Satz 2 EEG 2012 für alle EEG-Anlagen, die nicht Solarstrom- oder Windenergieanlagen sind, die Zuordnung gemäß der Bemessungsleistung der Anlagen durchgeführt werden. Da die Bemessungsleistung einer Anlage aber gerade das Ergebnis der Auftrennung eines Sammelmessergebnisses ist, ist diese Berechnungsvorgabe widersprüchlich. Dementsprechend wird empfohlen, dass entweder nur die installierte elektrische Leistung jeder Anlage verwendet wird, oder dass Anlagen- und Netzbetreiber hier einen Aufteilungsmaßstab vereinbaren und dies schriftlich festhalten.
- (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.

---

<sup>10</sup> § 19 Abs. 2 und 3 EEG 2009 und 2012.

- (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 /52/ zur Verfügung.

## 3 Einspeisemanagement

### 3.1 Allgemeines

- (1) Der Netzbetreiber ist gemäß § 11 ausnahmsweise berechtigt, EEG und KWK-G Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 100 kW und Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie mit einer installierten elektrischen Leistung von weniger als 100 kW, die mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung ausgestattet sind, zu regeln. Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie bis 100 kW sind erst nachrangig gegenüber den übrigen Anlagen zu regeln. Netzbetreiber müssen sicherstellen, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird. Die Bestimmungen zur Installation der hierfür erforderlichen technischen Einrichtungen ergeben sich aus § 6 Nr. 1, 2 und 3 (siehe Abschnitt 1.2).
- (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, zu entschädigen. Gegenüber dem betroffenen Anlagenbetreiber haftet er gesamtschuldnerisch mit dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist (vgl. Abschnitt 7.6). Es sind 95 % der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen zu leisten. Übersteigen die entgangenen Einnahmen nach § 12 Abs. 1 Satz 1 EEG 2012 in einem Jahr 1 Prozent der Einnahmen dieses Jahres, sind die von der Regelung betroffenen Anlagenbetreiber ab diesem Zeitpunkt zu 100 Prozent zu entschädigen. 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 Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen, soweit die Maßnahme erforderlich war und er sie nicht zu vertreten hat. Der Netzbetreiber hat sie insbesondere zu vertreten, soweit er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat. Nach § 12 Abs. 3 EEG bleiben Schadenersatzansprüche vom Anlagenbetreiber gegen den Netzbetreiber unberührt.
- (4) Gemäß § 11 Abs. 2 EEG besteht für den Netzbetreiber die Pflicht, den Anlagenbetreiber von Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 100 kW



spätestens am Vortag, ansonsten 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. Diese Verpflichtung besteht, sofern die Durchführung der Maßnahme nach § 11 vorhersehbar war. Nach der Regelung von Anlagen müssen die Netzbetreiber die Betroffenen unverzüglich über die tatsächlichen Zeitpunkte, den jeweiligen Umfang, die Dauer und die Gründe der Regelung unterrichten. Auf Verlangen sind innerhalb von vier Wochen Nachweise über die Erforderlichkeit der Maßnahme vorzulegen. Die Nachweise müssen eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Erforderlichkeit der Maßnahme vollständig nachvollziehen zu können. Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie bis 100 kW können abweichend auch nur einmal jährlich unterrichtet werden, solange die Gesamtdauer der Maßnahmen 15 Stunden pro Anlage im Kalenderjahr nicht überschritten hat. Diese Unterrichtung muss bis zum 31. Januar des Folgejahres erfolgen.

### **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 wurden Anlagenbetreiber 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. Photovoltaikanlagen waren infolge der Auslegung des Anlagenbegriffes (Modul = Anlage) vom Einspeisemanagement des EEG ausgenommen<sup>11</sup>.

---

<sup>11</sup> Clearingstelle EEG, Verfahren 2009/14, Link: <http://www.clearingstelle-eeg.de/hinwv/2009/14>

- (3) Der § 6 Abs. 1 EEG 2012 fordert nunmehr eine technische Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung. Allein eine betriebliche Einrichtung genügt daher nicht mehr.
- (4) Das Einspeisemanagement ist jetzt auch für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie verbindlich. Neben der generellen Vorgabe für Anlagen über 100 kW werden alle Neuanlagen in das Einspeisemanagement eingebunden. Anlagen bis 100 kW benötigen keine technische Einrichtung zur Abrufung der Ist-Einspeisung, Anlagen bis 30 kW können alternativ zur ferngesteuerten Reduzierung mit einer Technik zur dauerhaften Begrenzung der Wirkleistung auf maximal 70 Prozent der installierten Leistung ausgerüstet werden. Informationen zur Nachweisführung über die Einhaltung der 70 %-Regelung am Verknüpfungspunkt sind im FNN-Dokument „Hinweise zur technisch/betrieblichen Umsetzung des Einspeisemanagements“ /68/ zu finden.
- (5) Für die Ermittlung der Leistung nach § 6 werden für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie gemäß § 6 Abs. 3 EEG 2012 die Kriterien analog zu § 19 EEG 2012 herangezogen:  
  
Mehrere Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie gelten unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der installierten Leistung als eine Anlage, wenn
  1. sie sich auf demselben Grundstück oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden und
  2. innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind.
- (6) Entsteht eine Pflicht für einen Anlagenbetreiber erst durch den Zubau von Anlagen eines anderen Anlagenbetreibers, kann er von diesem anderen Anlagenbetreiber den Ersatz der daraus entstehenden Kosten verlangen (§ 6 Abs. 3 Satz 2 EEG 2012).
- (7) 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. Siehe „Hinweise zur technisch/betrieblichen Umsetzung des Einspeisemanagements“ des FNN /68/.
- (8) Die Kosten für die technischen 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.

- (9) 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.
- (10) 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 => Ausschaltung, die zur Netztrennung der Erzeugungsanlage führt.
- (11) 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. Für Anlagen bis 100 kW kann gemäß „Hinweise zur technisch/betrieblichen Umsetzung des Einsepeisemanagements“ des FNN /68/ nur die Stufenregelung „0“ und „1“, also 0 % bzw. 100 % der Einspeiseleistung Anwendung finden.
- (12) Gemäß § 7 Abs. 2 EEG 2012 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.
- (13) Über die technische Umsetzung des Steuersystems entscheidet der Netzbetreiber in Abhängigkeit von den jeweiligen Bedingungen. 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.

### 3.3 Dokumentation von Einsätzen

- (1) Um der Unterrichtungspflicht gemäß § 11 Abs. 2 EEG 2012 nachzukommen, sind mindestens die wegen Netzauslastung bedrohten Netzbereiche und die voraussichtlichen Regelungen in diesen Netzgebieten im Internet zu veröffentlichen. Darüber hinaus sollte mit einem Prognoseverfahren eine tägliche Aktualisierung dieser Aussagen sichergestellt werden. Eine Unterrichtung des Anlagenbetreibers könnte über das Medium z. B. E-Mail oder RSS Feed erfolgen. Eine Veröffentlichung der Information im Internet seitens des Netzbetreibers ist nicht ausreichend.
- (2) Gemäß § 11 Abs. 3 EEG 2012 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 und 2009 ein so genanntes Erzeugungsmanagement oder Netzsicherheitsmanagement praktizierten.
- (3) Die Einsätze sollten unverzüglich auf der Internetseite des betroffenen Netzbetreibers veröffentlicht werden. Eine individuelle Unterrichtung aller betroffenen Anlagenbetreiber ist dabei nicht erforderlich. Es genügt, dass der Netzbetreiber auf seiner Internetseite den Zeitpunkt, den Umfang, die Dauer und die Gründe der konkreten Regelinigungsmaßnahme (wenn möglich anlagenscharf) darstellt und die Anlagenbetreiber per Email oder bei Vornahme der Entschädigungszahlung darauf hinweist.
- (4) Insbesondere sind gemäß § 11 Abs. 3 Satz 2 EEG 2012 die nach § 11 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2012 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.
- (5) 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 liegt,
- Beginn und Ende des Aufrufes unter Benennung der reduzierten Leistung,
- Benennung des betroffenen Netzbereiches.

### **3.4 Ermittlung der Entschädigungszahlungen gemäß § 12 EEG**

- (1) Die Entschädigungspflicht besteht gegenüber Anlagenbetreibern, die aufgrund einer Maßnahme nach § 11 Abs. 1 EEG 2012 Strom nicht einspeisen konnten.
- (2) Zur Geltendmachung von Ansprüchen auf Entschädigungszahlungen nach § 12 Abs. 1 EEG 2012 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.
- (3) 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 2012 lag, sowie für einen fachkundigen Dritten, insbesondere die zuständige Regulierungsbehörde, nachvollziehbar sein. Die im Leitfaden der BNetzA in der jeweils aktuellen Fassung beschriebenen Abrechnungsverfahren sind zu beachten, da ansonsten die Anerkennung der Entschädigungszahlungen durch die BNetzA gefährdet sein kann. Sind für eine Anlage verschiedene Abrechnungsverfahren zulässig (z. B. sogenanntes Spitz- oder Pauschalabrechnungsverfahren), ist der Anlagenbetreiber innerhalb eines Kalenderjahres unwiderruflich an das Abrechnungsverfahren gebunden, dass er der ersten Entschädigungsrechnung dieses Jahres zugrunde gelegt hat.
- (4) 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.
- (5) Basis sind die Leistungsmittelwerte der Registrierperiode der für die Erfassung des durch die Anlage eingespeisten Stroms installierten und abrechnungsrelevanten Zählerinrichtung. Dabei sind in Übereinstimmung mit der energiewirtschaftlichen Praxis viertelstundenscharfe Leistungsmittelwerte ausreichend.

- (6) Die Berechnung der Ausfallarbeit erfolgt für den Zeitraum der aufgerufenen Stufen des Einspeisemanagements.
- (7) 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 Netzbetreiber 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.
- (8) 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.
- (9) Bei Abrechnung mehrerer Anlagen über eine gemeinsame Zähleinrichtung nach § 19 Abs. 2 und 3 EEG 2012 (vgl. Abschnitt 2.2) ist für jede Anlage die Ausfallarbeit zu berechnen, sofern diese Anlagen nach unterschiedlichen Vergütungssätzen abgerechnet werden oder die ¼-Stunden-Leistungsmessung einzelner Anlagen vor und nach dem Einspeisemanagement unterschiedliche Werte erfasste.
- (10) 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 29.03.2011) im Internet veröffentlicht<sup>12</sup>. Dieser beschreibt derzeit nur Verfahren für Windenergie. Daher haben die betroffenen Verbände eine gemeinsame Empfehlung für alle Ener-

---

<sup>12</sup> zu finden unter [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/LeitfadenEEGEinspeisemanagement\\_Basepage.html?nn=135464](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/LeitfadenEEGEinspeisemanagement_Basepage.html?nn=135464)

gearten veröffentlicht. Siehe Verbändeempfehlung „Ermittlung von Entschädigungszahlungen nach § 12 Abs. 1 EEG 2009“<sup>13</sup>.

- (11) Weitere entgangene Einnahmen sowie zusätzliche bzw. ersparte Aufwendungen sind vom Anlagenbetreiber einzelfallbezogen nachzuweisen. Auch hier sind die Vorgaben des Leitfadens der BNetzA zu beachten.
  - (12) Bis zur Klärung der noch offenen Punkte mit der BNetzA ergibt sich ein finanzielles Risiko für die Netzbetreiber daraus, dass ungewiss ist, inwieweit die gemäß § 12 EEG 2012 für nicht eingespeiste Strommengen geleisteten Entschädigungszahlungen bei der Ermittlung der Erlösobergrenze anerkannt werden.
- Weitere Informationen zu rechtlichen Fragestellungen zum Einspeisemanagement stehen für BDEW-Mitglieder in der Energie-Info „Fragen und Antworten zum EEG 2012 – Ausgabe Einspeisemanagement“ vom 7. November 2012 /44/ zur Verfügung.

---

<sup>13</sup> zu finden unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_EEG-Umsetzungshilfen](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_EEG-Umsetzungshilfen)

## 4 Abnahme und Übertragung

### 4.1 Allgemeines

- (1) Nach § 8 Abs. 1 EEG sind Netzbetreiber verpflichtet, Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas sowie aus Anlagen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen. Eine Ausnahme besteht bei Netzengpässen; siehe hierzu die Erläuterungen zum Einspeisemanagement in Kapitel 3 sowie bei EEG-Anlagen ohne Vergütungsanspruch nach § 16 EEG bei Verstoß gegen die technischen Vorgaben nach § 6 EEG.
- (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 § 33a bis 33f EEG)
- (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) Anlagenbetreiber und Netzbetreiber können ausnahmsweise aufgrund vertraglicher Vereinbarungen vom Abnahmevorrang abweichen. Dies gilt auch für Verträge, die Übertragungsnetzbetreiber mit Anlagenbetreibern im Rahmen der Ausgleichsmechanismusverordnung zur Optimierung der Vermarktung abschließen.

### 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 (z.B. 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 Ver-



knüpfungsstelle 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).

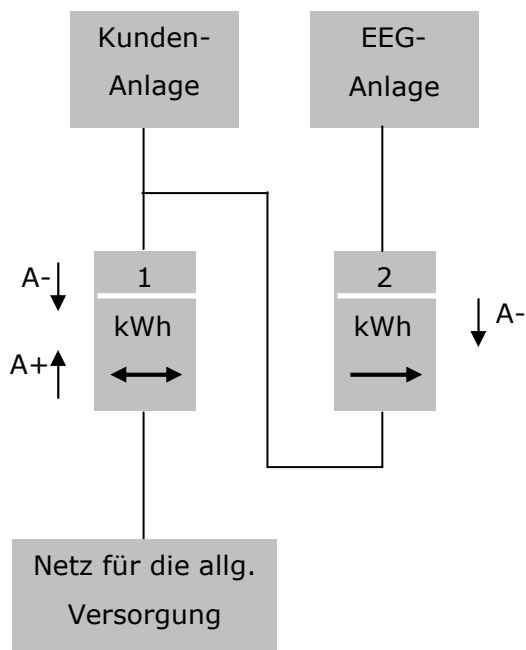


Abbildung 2: Messaufbau bei kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe

- (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.

Abrechnungs- und bilanzierungsrelevanter Strombezug =  $(A1+) + (A2-) - (A1-)$

Gemäß des BGH-Urteils vom 28.03.2007<sup>14</sup> können bei der Ermittlung der vergütungs-

<sup>14</sup> Az. VIII ZR 42/06, Link: <http://juris.bundesgerichtshof.de/cgi-bin/rechtsprechung/document.py?Gericht=bgh&Art=en&sid=bccdc710acf70d75d4042c3efceb1536&nr=39674&pos=19&anz=35>

relevanten Energiemengen und des abrechnungsrelevanten und bilanzierungsrelevanten Strombezugs die Umspannverluste berücksichtigt werden, wenn das kundeneigene Unterverteilungsnetz über eine Umspannstation, die der Sphäre des Anlagenbetreibers zuzuordnen ist, an das Netz für die allgemeine Versorgung angeschlossen ist. Außerdem hat der BGH mit Beschluss vom 27.03.2012 festgestellt, dass die vom Anlagenbetreiber oder einem Dritten tatsächlich verbrauchten, aber über die „kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe“ fiktiv eingespeisten Strommengen gegenüber dem Netzbetreiber als „fiktive Strombezugsmengen“ netzentgeltspflichtig sind.<sup>15</sup>

- (5) Im Rahmen der kaufmännisch-bilanziellen Weitergabe<sup>16</sup> 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 und die Vergütung dieses Stroms nach § 16 Abs. 1 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. /39/, Seite 4). Unterscheiden sich die Zählverfahren voneinander, ist die Ermittlung des abrechnungs- und bilanzierungsrelevanten Strombezuges des kundeneigenen Unterverteilungsnetzes nur mit erhöhtem Aufwand möglich.

→ Zum gemeinsamen Betrieb von KWK-G- und EEG-Anlagen an einem Netzanschluss siehe auch Abschnitt 1.5.

---

<sup>15</sup> Az. EnVR 8/11, Link: <http://juris.bundesgerichtshof.de/cgi-bin/rechtsprechung/document.py?Gericht=bgh&Art=en&sid=6e47af58c5593ec7283a81b740e29fc3&nr=60818&pos=5&anz=92>

<sup>16</sup> weitere Informationen siehe BDEW „Fragen und Antworten zum EEG 2009“, Ausgabe Netzanschluss und Netzausbau

## 5 Vergütung

Die Vergütungsvorschriften des EEG 2012 gelten grundsätzlich nur für Anlagen, die ab dem 01.01.2012 in Betrieb genommen werden<sup>17</sup>. Für Anlagen, die vor diesem Datum in Betrieb genommen wurden, gelten die Bestimmungen des EEG 2009 bzw. EEG 2004 bzw. 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 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. Die Vergütungspflicht besteht auch, wenn der Strom vor der Netzeinspeisung zwischengespeichert wurde. Bei mittelbarem Anschluss der EEG-Anlage an das Netz des Netzbetreibers erfolgt die Stromlieferung durch kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe nach § 8 Abs. 2 (siehe Abschnitt 4.2).
- (2) Der Netzbetreiber ist verpflichtet, auf die monatlichen Vergütungszahlungen Abschläge in angemessener Höhe zu leisten (siehe /22/).
- (3) Eine Ausnahme von der Vergütungspflicht nach § 23 bis § 32 EEG 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.
- (4) Wie bisher gilt auch nach dem EEG 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).

---

<sup>17</sup> Für Solarstromanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1. April 2012 hat das „PV-Änderungsgesetzes 2012“ außerdem zu einer Änderung der Rechtslage geführt. Die relevanten Vergütungsbestimmungen und -änderungen werden in Abschnitt 5.9 erläutert.

- (5) Umgekehrt ist der Anlagenbetreiber nach § 22 Abs. 2 befugt, mit eigenen Ansprüchen (z. B. Vergütungsansprüchen) gegen Ansprüche des Netzbetreibers aus der Niederspannungsanschlussverordnung - 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 nicht gilt.
- (6) Anlagenbetreiber, die den Vergütungsanspruch nach § 16 EEG geltend machen, sind verpflichtet, dem Netzbetreiber den in das Netz eingespeisten Strom zur Verfügung zu stellen. Dieser Strom darf nicht als Regelenergie vermarktet werden.
- (7) Wie bisher dürfen Netzbetreiber die Erfüllung ihrer Vergütungsverpflichtungen aus dem EEG gegenüber Anlagenbetreibern nicht vom Abschluss eines Stromeinspeisevertrages o. ä. abhängig machen (§ 4 Abs. 1 EEG).

### **5.1.2 Verringerung des Vergütungsanspruchs**

- (1) Der Vergütungsanspruch verringert sich auf null, solange Anlagenbetreiber gegen die technischen Vorgaben nach § 6 EEG verstoßen (siehe Kapitel 1.2). Dies gilt auch für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.01.2012 nach Ablauf der Übergangsfristen, sofern die Anlage gemäß den Übergangsvorschriften des § 66 EEG diese technischen Vorgaben einhalten muss.
- (2) Nach Einrichtung eines Anlagenregisters gemäß § 64e EEG durch eine Verordnung der Bundesregierung verringert sich der Vergütungsanspruch auf den Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwertes, solange der Anlagenbetreiber die Eintragung der Anlage in das Anlagenregister nicht beantragt hat (§ 17 Abs. 2 Nr. 2 EEG). Bislang ist noch keine entsprechende Verordnung erlassen worden.
- (3) Für Strom aus Anlagen nach § 32 EEG (solare Strahlungsenergie) verringert sich der Vergütungsanspruch auf den Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwertes, solange deren Betreiber den Standort und die Leistung der Anlage der Bundesnetzagentur nicht gemeldet hat (siehe Abschnitt 5.9.3).
- (4) Der Vergütungsanspruch verringert sich ferner auf den Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts:
  1. solange der Anlagenbetreiber gegen § 16 Abs. 3 EEG 2012 verstößt, z.B. Zuverfügungstellung des Stroms an den Netzbetreiber und den Versuch der parallelen Vermarktung des eingespeisten Stroms zusätzlich als Regelenergie,

mindestens jedoch für die Dauer des gesamten Kalendermonats, in dem ein solcher Verstoß erfolgt ist, und soweit sie den Strom dem Netzbetreiber zur Verfügung gestellt haben,

2. soweit die Errichtung oder der Betrieb der Anlage dazu dient, die Vorbildfunktion öffentlicher Gebäude auf Grund einer landesrechtlichen Regelung nach § 3 Abs. 4 Nr. 1 EEWärmeG zu erfüllen, und wenn die Anlage keine KWK-Anlage ist,
3. gegen Meldefristen beim Wechsel von der Direktvermarktung zurück in die EEG-Vergütung verstoßen wird (siehe Abschnitt 6.1).

→ Weitere Informationen zur Verringerung des Vergütungsanspruchs sind in den energie-trägerbezogenen Kapiteln 5.2 bis 5.9, 6.1 sowie im BDEW-Prozessleitfaden für Netzbetreiber zur Nachrüstung von Photovoltaikanlagen gemäß der Systemstabilitätsverordnung (SysStabV) /66/ zu finden.

### **5.1.3 Bestimmung der Mindestvergütung**

- (1) Wie bisher richtet sich die Höhe der Mindestvergütungen auch beim EEG 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 5.9 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](http://www.eeg-kwk.net) veröffentlicht und wird regelmäßig aktualisiert. Die Bezeichnungen der EEG-Vergütungskategorien sind auch Grundlage der Meldungen von Verteilnetzbetreibern an die Übertragungsnetzbetreiber sowie an die BNetzA (vgl. Kapitel 8).

#### 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<sup>18</sup>. Der Beginn des gesetzlichen Förderzeitraums richtet sich gemäß § 21 Abs. 2 nach der erstmaligen Inbetriebnahme des Generators nach Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Anlage. Die Förderdauer beträgt nach § 21 Abs. 2 20 Kalenderjahre zuzüglich des Inbetriebnahmejahres. Ob und inwieweit bei vorheriger Inbetriebnahme des Generators mit anderen Energieträgern der Inbetriebnahmezeitpunkt in die Vergangenheit rückverlagert werden muss, ist für jeden Einzelfall separat festzustellen<sup>19</sup>. Im Übrigen wird auf die Ausführungen unten Abschnitt (3) verwiesen. Der Einbau eines neueren Generators sowie der Austausch sonstiger technischer oder baulicher Teile der Anlage führt nach § 3 Nr. 5 EEG nicht zu einem Neubeginn oder einer Verlängerung der Vergütungsdauer und damit auch nicht zu einer dadurch möglicherweise bedingten Veränderung des Vergütungs- oder Bonussatzes, soweit sich aus den Vergütungsvorschriften zu den einzelnen Energieträgern nichts anderes ergibt<sup>20</sup>. Für vor dem 01.01.2012 in Betrieb genommene Anlagen (Bestandsanlagen) gelten nach § 66 Abs. 1 die bisherigen Vergütungssätze grundsätzlich fort. Ausnahmen gelten speziell für Wasserkraftanlagen, die gemäß § 23 Abs. 2 nachgerüstet worden sind (vgl. Abschnitt 5.2), und für Anlagen zur Vergärung von Bioabfällen nach 27a EEG.
- (2) Der Vergütungsanspruch beginnt gemäß § 21 Abs. 1 mit dem Zeitpunkt des erstmaligen ausschließlichen Betriebs des jeweiligen Generators mit Erneuerbaren Energien oder Grubengas.
- (3) Gegenüber dem EEG 2009 wurde die Definition des Inbetriebnahmebegriffs präzisiert. Nach § 3 Nr. 5 EEG 2012 ist die „Inbetriebnahme“ nun „die erstmalige Inbetriebsetzung des Generators 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 die technische Betriebsbereitschaft der Anlage und die Inbetriebsetzung des Generators der Anlage.

---

<sup>18</sup> weitere Informationen siehe BDEW „Fragen und Antworten zum EEG 2012“, Ausgabe Solarstrom

<sup>19</sup> Clearingstelle EEG, Verfahren 2009/26, Link: <http://www.clearingstelle-eeg.de/votv/2009/26>

<sup>20</sup> Die Beantwortung weiterer Rechtsfragen zu diesem Komplex, speziell für Biomasseanlagen, ist derzeit Gegenstand des Verfahrens 2012/19 der Clearingstelle EEG, Link: <http://www.clearingstelle-eeg.de/empfv/2012/19>.

- (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. Bei Anlagen mit Inbetriebnahme ab 01.04.2012 muss die Anlage zusätzlich fest an dem für den dauerhaften Betrieb vorgesehenen Ort installiert und dauerhaft mit dem für die Erzeugung von Wechselstrom erforderlichen Zubehör (technische Einrichtungen, insbesondere der Wechselrichter) versehen sein. In der Regel erfolgt die Inbetriebsetzung durch Netzeinspeisung. In diesem Fall ist Voraussetzung für die Inbetriebnahme zudem, dass die technischen Vorgaben des § 6, 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.
- (5) Mit dem Inbetriebnahmebegriff des EEG 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, einsatzstoffunabhängig das Jahr der erstmaligen Inbetriebnahme der Anlage i.S.v. § 3 Nr. 5 maßgeblich ist. Lag die erstmalige Inbetriebnahme der Anlage i.S.v. § 3 Nr. 5 vor dem Jahr 2000, so gilt das Jahr 2000 nach § 9 Abs. 1 Satz 2 EEG 2000 i.V.m. § 21 Abs. 1 EEG 2004 und § 66 Abs. 1 EEG 2009 und 2012 als Inbetriebnahmejahr (siehe Abbildung 4)<sup>21</sup>.
- (6) Es wird ausdrücklich an die erstmalige Inbetriebnahme des Generators als Bestandteil der Anlage angeknüpft. Ein Generator ist „jede technische Einrichtung, die mechanische, chemische, thermische oder elektromagnetische Energie direkt in elektrische Energie umwandelt“ (§ 3 Nr. 4 EEG).

Bei einem Austausch des Generators in einer bereits in Betrieb befindlichen Anlage ändern sich weder Vergütungshöhe noch Vergütungsdauer. Weitere Rechtsfragen zu diesem Komplex, speziell für Biomasseanlagen, sind derzeit Gegenstand des Verfahrens 2012/19 der Clearingstelle EEG<sup>22</sup>.

---

<sup>21</sup> Clearingstelle EEG, Verfahren 2009/26, Link: <http://www.clearingstelle-eeg.de/votv/2009/26>

<sup>22</sup> Clearingstelle EEG, Verfahren 2012/19, Link: <http://www.clearingstelle-eeg.de/empfv/2012/19>

Für neu zugebaute Generatoren, die nicht zu einer bereits bestehenden Anlage nach § 3 Nr. 1 EEG 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.

Auch ein Standortwechsel einer Anlage führt nicht zu einer Neuinbetriebnahme und/oder einem Neubeginn des Förderzeitraums.<sup>23</sup>

Für PV-Anlagen ist im § 32 Abs. 3 EEG 2012 (alt) bzw. § 32 Abs. 5 EEG 2012 (neu) festgelegt, dass für neu in Betrieb genommene Solarstrommodule der jeweilige Inbetriebnahmezeitpunkt der ersetzten Module gilt, wenn und soweit die neuen Module wegen eines Defekts, einer Beschädigung oder eines Diebstahls bestehende Module ersetzen. Insoweit führt dieser Ersetzungsvorgang nicht zu einer Veränderung der Vergütungshöhe oder der Vergütungsdauer. Nach den Übergangsbestimmungen gilt dies auch für bestehende Anlagen. Allerdings sind bei diesen Ersetzungsvorgängen mögliche Leistungsdifferenzen zwischen den ersetzenden und den ersetzten Modulen zu beachten.

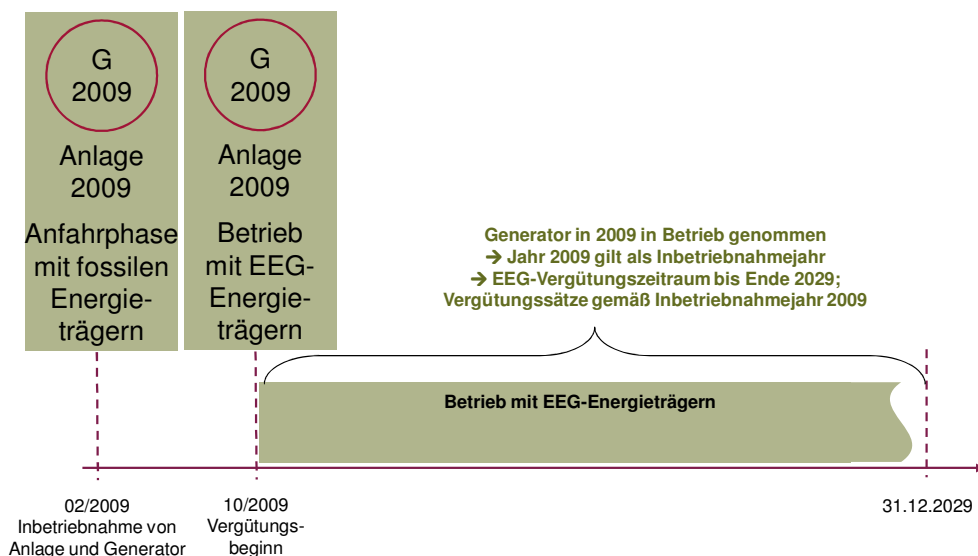


Abbildung 3: Inbetriebnahmebegriff, Vergütungshöhe und -dauer bei Inbetriebnahme einer EEG-Anlage (hier: Inbetriebnahme in 2009) unter Berücksichtigung einer Anfahrphase

<sup>23</sup> Clearingstelle EEG, Verfahren 2012/21, Link: <http://www.clearingstelle-eeg.de/hinww/2012/21> (insb. für Solarstromanlagen)



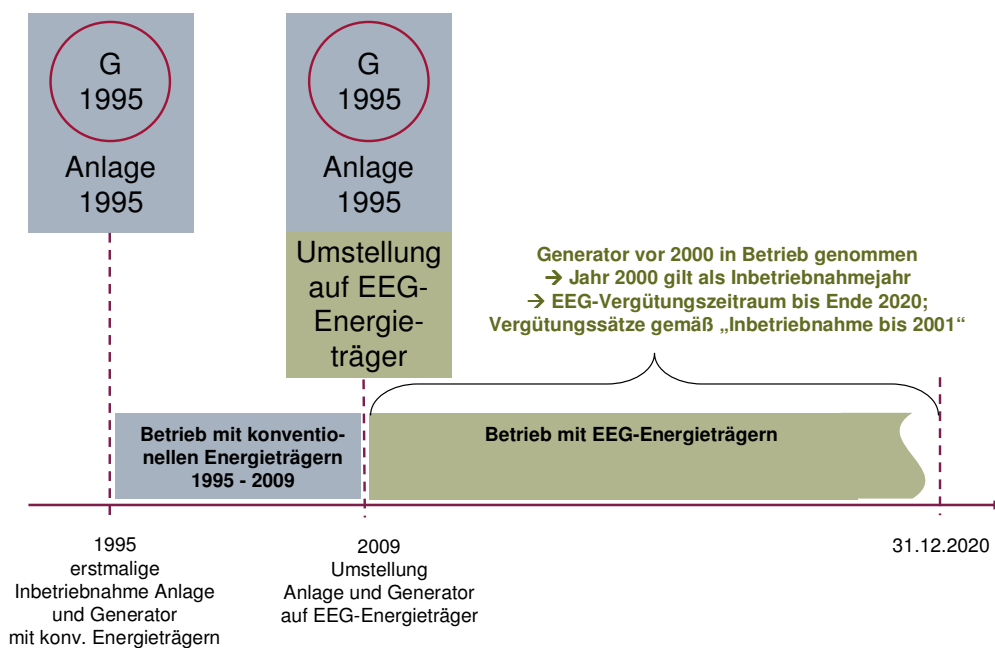


Abbildung 4: Inbetriebnahmebegriff, Vergütungshöhe und -dauer bei Umstellung von Betrieb mit konventionellen Energieträgern auf Betrieb mit EEG-Energieträgern

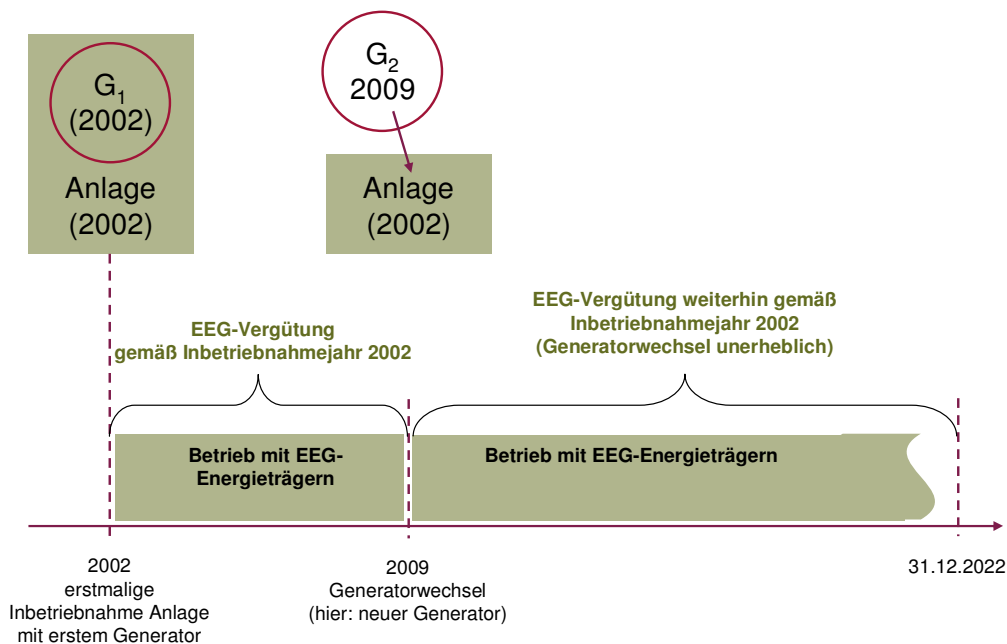


Abbildung 5: Inbetriebnahmebegriff, Vergütungshöhe und -dauer bei Wechsel des Generators in bestehender EEG-Anlage; hier: Einbau eines neuen Generators

### 5.1.5 Vergütungszone

- (1) Weiterhin werden die Vergütungen der eingespeisten Wirkarbeit in der Regel in Abhängigkeit von unterschiedlichen Leistungszonen berechnet (§ 18). Ausnahmen hier-

zu bestehen für Strom aus Solarer Strahlungsenergie, wenn die Anlagen nicht in, an oder auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden angebracht sind,<sup>24</sup> sowie für Strom aus Windenergieanlagen, aus Geothermieanlagen und kleinen Biogasanlagen zur Vergärung von Gülle nach § 27b EEG 2012.

- (2) Für die Ermittlung der Vergütung für Strom aus Wasserkraft-, Deponiegas-, Klärgas-, Grubengas-, Biomasse- und Geothermieanlagen ist das Verhältnis zwischen den im jeweiligen Paragraphen zur Abgrenzung der Leistungszonen festgelegten Leistungsschwellenwerten und der durchschnittlichen Jahreswirkleistung (die sogenannte Bemessungsleistung  $P_B$ ) von Bedeutung. Diese bestimmt sich als Quotient aus der Summe der im jeweiligen Kalenderjahr nach § 8 erzeugten 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. Wird ein Teil des in der Anlage erzeugten Stroms nicht in das Netz für die allgemeine Versorgung eingespeist, ist für die Darstellung der Bemessungsleistung die Installation einer gesonderten Erzeugungsmessung erforderlich.

Der Begriff Bemessungsleistung wird erstmals im EEG 2012 verwendet und in § 3 Nr. 2b definiert. Gegenüber den Vorgaben des § 18 EEG 2009 werden aber nicht die abgenommenen Kilowattstunden sondern die **erzeugten Kilowattstunden** zur Berechnung herangezogen.

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 Zeitstunden im Kalenderjahr  $i$  (8.760 bzw. 8.784 im Schaltjahr)

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

---

<sup>24</sup> mit Ausnahme der 10 MW-Grenze nach § 32 Abs. 1, Einleitungssatz, EEG 2012 (neu)

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

$W_i$  = Die von der Anlage erzeugte Wirkarbeit im Kalenderjahr  $i$

- (3) Bei Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Solarer Strahlungsenergie, die an, in oder auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden angebracht sind, erfolgt die Aufteilung der eingespeisten Strommengen auf die durch die Schwellenwerte z.B. 10 kW, 40 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 mit Inbetriebnahme bis 31.12.2011, 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 „Auf-füllen“ der untersten Leistungszone mit dem KWK-Strom-Anteil nicht möglich; vgl. auch Abschnitt 5.4.8 sowie BDEW-Energie-Info „Fragen und Antworten zum EEG 2009“, Ausgabe „Biomasse“ vom 28. Februar 2010 /48/, Fragenkomplex D.

### 5.1.6 Leistungsseitige Zusammenfassung von Anlagen

- (1) Die Regelungen zur leistungsseitigen Zusammenfassung von Anlagen sind bei Energiearten mit leistungsabhängiger Vergütungszonung (vgl. Abschnitt 5.1.5) von Bedeutung.
- (2) Im EEG sind die Regelungen zur Zusammenfassung von Anlagen zum Zweck der Ermittlung der Vergütung für alle Energiearten in § 19 Abs. 1 geregelt. Nach § 19 Abs. 1 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 Bemessungsleistung oder der installierten Leistung der Anlage vergütet wird und
  4. sie innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb gesetzt worden sind.“
- (2) Mehrere PV-Module, die auf Flächen errichtet worden sind, für die entweder ein Verfahren nach § 38 Satz 1 des Baugesetzbuchs durchgeführt worden ist oder die im Geltungsbereich eines beschlossenen Bebauungsplans im Sinne des § 30 des Baugesetzbuchs liegen, werden zum Zwecke der Ermittlung der Vergütung für die jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Module zusammengefasst, wenn sie
1. innerhalb derselben Gemeinde und
  2. in einem Abstand von bis zu 2 Kilometern in der Luftlinie (gemessen vom Rand der jeweiligen äußeren PV-Module) und
  3. Innerhalb von 24 aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind (§ 19 Abs. 1a EEG)
- Hiermit soll sichergestellt werden, dass innerhalb einer Gemeinde der Zubau von Freiflächenanlagen begrenzt wird.
- (3) Die unter (1) und (2) genannten Voraussetzungen müssen jeweils 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. /37/ Seite 16f. zur entsprechenden Regelung für Photovoltaikanlagen nach EEG 2004<sup>25</sup>).
- (4) Biogasanlagen mit Inbetriebnahme ab 01.01.2012, die nicht bereits nach dem Anlagenbegriff in § 3 Nr. 1 EEG 2012 Bestandteil derselben Anlage sind, gelten ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der Vergütung für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator immer als eine Anlage, sofern das Biogas aus derselben Biogaserzeugungsanlage stammt (§ 19 Abs. 1 Satz 2 EEG 2012). Dies gilt auch und

---

<sup>25</sup> Clearingstelle EEG, Verfahren 2011/11, Link: <http://www.clearingstelle-eeg.de/hinwv/2011/11>

insbesondere für so genannte Satellitenanlagen (Blockheizkraftwerke, die über eine Gasleitung direkt aus einer Biogasanlage Gas beziehen), die hierdurch leistungsseitig mit weiteren, aus der Biogaserzeugungsanlage versorgten Biogasanlagen leistungsseitig zusammen zu fassen sind. Insoweit gelten die Feststellungen der Clearingstelle EEG im Verfahren 2009/12<sup>26</sup> zur Anwendung von § 19 Abs. 1 EEG 2009 auf Satellitenanlagen nicht mehr für ab dem 1. Januar 2012 neu in Betrieb genommene Anlagen. Für Anlagen, die Biomethan aus dem öffentlichen Gasnetz beziehen, gilt diese Regelung nicht.

- (5) Innerhalb geschlossener Bebauungsgebiete bezieht sich § 19 Abs. 1 bei Solarstromanlagen in der Regel nur 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.
- (6) 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“. 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 sowie die Entscheidungen in den Verfahren 2011/19<sup>27</sup> und 2012/16<sup>28</sup> herangezogen werden.
- (7) 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.

---

<sup>26</sup> Clearingstelle EEG, Verfahren 2009/12, Link: <http://www.clearingstelle-eeg.de/empfV/2009/12>

<sup>27</sup> Clearingstelle EEG, Verfahren 2011/19, Link: <http://www.clearingstelle-eeg.de/votv/2011/19>

<sup>28</sup> Clearingstelle EEG, Verfahren 2012/16, Link: <http://www.clearingstelle-eeg.de/votv/2012/16>

### 5.1.7 Degression

- (1) Das EEG nennt die Vergütungssätze für Anlagen (mit Ausnahmen der Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie), die im Jahr 2012 in Betrieb genommen wurden. Für Anlagen, die im Jahr 2013 oder später in Betrieb genommen werden, ist zur Ermittlung der Vergütung einschließlich der Vergütungsboni (mit Ausnahme der Boni bei Biomasseanlagen für Einsatz von Stoffen nach Einsatzstoffvergütungsklasse I und II) der jeweilige Degressionssatz nach § 20 EEG heranzuziehen (siehe Tabelle 1).
- (2) Eine Besonderheit besteht für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie. Hier erfolgt die Anpassung der Vergütungssätze monatlich (siehe Abschnitt 5.9.4).
- (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. 3). Zur Berechnung der Vergütungssätze für Anlagen, die in einem bestimmten Jahr in Betrieb genommen werden, ist jeweils der ungerundete Wert der Vergütung für die Anlagen, die im Vorjahr in Betrieb genommen worden sind, heranzuziehen.

<b>Energieart (Degression gemäß §§ 20 / 20a)</b>	<b>Anlagen mit Inbetriebnahme (IB) im Jahr 2013 oder später: Degression der Vergütungssätze gegenüber IB im Vorjahr</b>
Wasserkraft	1 Prozent
Deponiegas, Klärgas, einschl. Gasaufbereitungs-Bonus, Grubengas	1,5 Prozent
Biomasse, einschl. Gasaufbereitungs-Bonus Einsatzstoff bezogene Boni	2 Prozent keine Degression
Geothermie	5 Prozent ab 2018
Windenergie onshore einschl. Repowering	1,5 Prozent
Windenergie offshore	7 Prozent ab 2018
Solare Strahlungsenergie	Siehe Abschnitt 5.9.4

*Tabelle 1: Degressionssätze für Vergütungen einschl. Vergütungsboni nach EEG*

## 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 01.08.2004, zwischen 01.08.2004 und 31.12.2008, zwischen 01.01.2009 und 31.12.2011 oder danach in Betrieb genommen bzw. modernisiert wurde. Eine Übersicht über die ab 01.01.2012 möglichen Fälle gibt Tabelle 2.

	Zeitraum vor 01.01.2012	Zeitraum ab 01.01.2012	geltende Vorschrift und Vergütungszeitraum
Fall 1		Inbetriebnahme (Anlage 0 bis > 50 MW)	§ 23 Abs. 1 EEG 20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr
Fall 2	Inbetriebnahme (Anlage 0 bis > 50 MW)	Leistungserhöhung oder ferngesteuerte Reduzierung (Anlage 0 bis > 50 MW)	§ 23 Abs. 2 EEG 20 Jahre ab Abschluss der Maßnahme zzgl. des restlich verbleibenden Teils des Jahres, in dem die Maßnahme abgeschlossen worden ist.

Tabelle 2: Übersicht Vergütungsvorschriften für Wasserkraftanlagen

### 5.2.2 Vergütungsvoraussetzungen

Für alle Wasserkraftanlagen (differenzierend nach Vergütungsgrundlage in § 23 Abs. 1 oder 2 EEG 2012) gelten folgende Vergütungsvoraussetzungen:

- (1) der Anspruch auf Vergütung nach § 23 Abs. 1 besteht nur, wenn die Anlage
1. 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
  2. ohne durchgehende Querverbauung errichtet worden ist.

- (2) Der Anspruch auf Vergütung nach § 23 Abs. 1 EEG besteht bei Speicherkraftwerken nur, wenn sie an einem bestehenden Speicher oder einem Speicherkraftwerk errichtet worden sind.
- (3) Der Anspruch auf Vergütung nach § 23 Abs. 1 und 2 EEG besteht für Anlagen an oberirdischen Gewässern nur, wenn die Wasserkraftnutzung den Anforderungen nach den §§ 33 bis 35 und 6 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 und 2 des Wasserhaushaltsgesetzes entspricht. Als Nachweis der Erfüllung der Voraussetzungen des Satzes 1 gilt für Anlagen nach § 23 Abs. 1 EEG 2012 und, soweit im Rahmen der Maßnahmen nach § 23 Abs. 2 EEG 2012 eine Neuzulassung der Wasserkraftnutzung erfolgt ist, für Anlagen nach § 23 Abs. 2 EEG 2012 die Zulassung der Wasserkraftnutzung. Im Übrigen kann die Erfüllung der Voraussetzungen nach Satz 1 wie folgt nachgewiesen werden:
1. durch eine Bescheinigung der zuständigen Wasserbehörde oder
  2. durch ein Gutachten einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus Wasserkraft, das der Bestätigung durch die zuständige Wasserbehörde bedarf. Äußert sich die Behörde innerhalb von zwei Monaten nach Vorlage des Gutachtens nicht, gilt die Bestätigung als erteilt. Diese Bestätigung darf nur versagt werden, wenn die Behörde erhebliche Zweifel an der Richtigkeit des Gutachtens hat.

### **5.2.3 Modernisierte Bestandsanlagen<sup>29</sup>**

#### **5.2.3.1 Anlagen, die vor dem 01.01.2009 in Betrieb genommen wurden**

- (1) Anlagen, die vor dem 01.01.2009 in Betrieb genommen wurden, haben Anspruch auf die Vergütung nach § 23 Abs. 1 EEG, wenn nach dem 31.12.2011
- a) die installierte Leistung oder das Leistungsvermögen der Anlage erhöht wurde oder
  - b) die Anlage mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung nach § 6 Abs. 1 Nr. 1 EEG erstmals nachgerüstet wurde.

---

<sup>29</sup> Der Begriff „Modernisierung“ beschreibt in diesem Absatz die Maßnahmen in § 23 Abs. 2 Satz 1 EEG 2012.



- (2) Der Anspruch auf die Vergütung besteht ab dem Abschluss der Maßnahme für die Dauer von 20 Jahren zuzüglich des restlich verbleibenden Teils des Jahres, in dem die Maßnahme nach Satz 1 abgeschlossen wurde.

### 5.2.3.2 Installierte Leistung nach Abschluss der Modernisierung über 5 MW

- (1) Bei Anlagen, die bis 31.12.2008 in Betrieb genommen wurden und nach einer Modernisierung im Jahr 2012 oder später eine installierte Leistung von mehr als 5 MW aufweisen, erhalten nur für den Strom, der der Leistungserhöhung zuzurechnen ist, gemäß § 23 Abs. 3 EEG die Vergütungssätze nach § 23 Abs. 1 EEG (vgl. Tabelle 3) ab Abschluss der Maßnahme für die Dauer von 20 Jahren zuzüglich des restlich verbleibenden Teils des Jahres, in dem die Maßnahme nach § 23 Abs. 2 Satz 1 EEG 2012 abgeschlossen wurde.
- (2) Bei Anlagen mit einer installierten Leistung vor der Modernisierung bis einschließlich 5 MW gelten gemäß § 23 Abs. 3 Satz 2 EEG für die diesem Leistungsanteil zuzuordnenden Strommengen weiterhin die bisherigen Vergütungsvorschriften nach EEG 2009, 2004 bzw. 2000. 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 2012 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.

### 5.2.4 Vergütung

- (1) In Tabelle 3 sind die Vergütungssätze für Neuanlagen (Inbetriebnahme ab 01.01.2012) sowie ab 01.01.2012 modernisierte Bestandsanlagen dargestellt.

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

Fall 1	IB ab 01.01.2012	§ 23 Abs. 1 EEG	12,7	8,3	6,3	5,5	5,3	4,2	3,4
Fall 2	IB vor 01.01.2009 Mod. ab 2012 **	§ 23 Abs. 2 EEG	12,7	8,3	6,3	5,5	5,3	4,2	3,4

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

Die Vergütungen und Boni für Strom aus Wasserkraft (gem. § 23) unterliegen einer jährlichen Degression ab dem Jahr 2013 von 1,0 Prozent. Die Degression greift ab dem 1. Januar des jeweiligen Kalenderjahres. Der für das jeweilige Kalenderjahr geltende Vergütungssatz wird nach der Berechnung auf zwei Nachkommastellen gerundet.

### 5.2.5 Besondere Nachweispflichten bei Wasserkraftanlagen

- (1) Nachweis der Wasserkraftnutzung gemäß den Anforderungen nach den §§ 33 bis 35 und 6 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 und 2 des Wasserhaushaltsgesetzes durch die Zulassung der Wasserkraftnutzung, wenn nicht notwendig, dann durch eine Bescheinigung der zuständigen Wasserbehörde oder durch ein Gutachten einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus Wasserkraft, das der Bestätigung durch die zuständige Wasserbehörde bedarf (§ 23 Abs. 4 Satz 3 EEG).
- (2) 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. 5 EEG).
- (3) Anlagen, deren Modernisierung nach dem 01.01.2012 abgeschlossen wurde: Nachweis der Erhöhung der installierten Leistung oder des Leistungsvermögens der Anlage bezüglich der erstmaligen Nachrüstung der Anlage mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung gemäß § 6 Abs. 1.

### 5.2.6 Übergangsbestimmungen

- (1) Der Anlagenbetreiber erhält gemäß § 66 Abs. 5 für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wasserkraft mit einer installierten Leistung von mehr als 500 Kilowatt und höchstens 5 Megawatt, bei denen die Wasserkraftnutzung vor dem 01.01.2012 wasserrechtlich zugelassen worden ist und die vor dem 01.01.2014 in Be-

trieb genommen werden, abweichend von § 23 Abs. 1 und 2, die Vergütung nach § 23 Abs. 1 und 2 des EEG in der am 31.12.2011 geltenden Fassung, wenn er dies verlangt, bevor der Netzbetreiber zum ersten Mal eine Vergütung für Strom aus dieser Anlage gezahlt hat.

- (2) Gemäß § 66 Abs. 14 findet für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wasserkraft, die vor dem 01.08.2004 in Betrieb genommen worden sind, anstelle von § 23 Abs. 2 i.V.m. Abs. 4 EEG 2012 § 23 Abs. 2 i.V.m. Abs. 5 des EEG in der am 31.12.2011 geltenden Fassung Anwendung, wenn die Modernisierung der Anlage vor dem 01.01.2014 abgeschlossen ist und der Anlagenbetreiber dies verlangt, bevor der Netzbetreiber erstmals die Vergütung nach § 23 Abs. 2 i.V.m. Abs. 1 EEG 2012 gezahlt hat.

→ Weitere Informationen zu rechtlichen Fragestellungen zu Wasserkraftanlagen stehen für BDEW-Mitglieder in der Energie-Info „Fragen und Antworten zum EEG 2012 – Ausgabe Wasserkraft“ vom 7. November 2012 /43/ 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. Der Vergütungsanspruch besteht auch, wenn das zur Stromerzeugung eingesetzte Deponiegas, Klärgas oder Grubengas bilanziell durch ein Gasnetz durchgeleitet wird, wenn die Vorgaben von § 27c EEG 2012 eingehalten werden (siehe Kapitel 5.1).
- (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 2012 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 01.01.2013 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.

Vorschrift	Energieträger	Mindestvergütung (ct/kWh) für Leistungszone		
		bis einschl. 500 kW	bis einschl. 5 MW	> 5 MW
§ 24 Abs. 1 EEG	Deponiegas	8,60	5,89	--
§ 25 Abs. 1 EEG	Klärgas	6,79	5,89	--
§ 26 Abs. 1 EEG	Grubengas	bis einschl. 1 MW: 6,84	4,93	3,98

Tabelle 4: Mindestvergütungen für Deponie-, Klär-, Grubengasanlagen bei Inbetriebnahme in 2012

## 5.4 Vergütungsvorschriften für Biomasse

### 5.4.1 Allgemeine Fördervoraussetzungen

- (1) Gefördert wird Strom aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung (BiomasseV, /5/).
- (2) Der Vergütungsanspruch nach § 27 EEG besteht nur, wenn und solange mindestens 60 % des in dem jeweiligen Kalenderjahr in der Anlage erzeugten Stroms in KWK nach Maßgabe der Anlage 2 zum EEG erzeugt wird. Im Kalenderjahr der Inbetriebnahme der Anlage und im ersten darauf folgenden Kalenderjahr beträgt dieser Anteil lediglich mindestens 25 %. Alternativ hierzu kann der Anlagenbetreiber für Stromerzeugungsanlagen, die Biogas einsetzen, diese Anforderung auch dadurch erfüllen, dass zur Erzeugung des Biogases in dem jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich ein Anteil von Gülle von mindestens 60 Masseprozent eingesetzt wird (§ 27 Abs. 4 EEG 2012).
- (3) Der Vergütungsanspruch besteht auch, wenn zur Stromerzeugung gasförmige Biomasse eingesetzt wird, die bilanziell durch ein Gasnetz durchgeleitet wurde, und dies gemäß den Vorgaben von § 27c EEG 2012 nachgewiesen wurde (siehe Kapitel 5.5).
- (4) Aus flüssiger Biomasse erzeugter Strom ist nur vergütungsfähig, wenn die flüssige Biomasse zur notwendigen Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung eingesetzt wird. Ein darüber hinausgehender Einsatz von flüssiger Biomasse führt für diese flüssige Biomasse dagegen zu einem Vergütungsausschluss.

#### 5.4.1.1 Spezielle Fördervoraussetzungen für Biogas

- (1) Für Strom aus Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung über 750 kW besteht der Vergütungsanspruch gemäß §§ 27, 27a und 27c nur bei Inbetriebnahme bis 31.12.2013. Bei Inbetriebnahme solcher Anlagen ab 01.01.2014 muss der erzeugte Strom folglich direktvermarktet oder selbst verbraucht werden.
- (2) Der Anlagenbetreiber muss sicherstellen, dass bei der Erzeugung des Biogases ein neu zu errichtendes Gärrestlager am Standort der Biogaserzeugung technisch gasdicht abgedeckt ist. Die hydraulische Verweilzeit in dem gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System muss mindestens 150 Tage betragen. Außerdem muss eine zusätzliche Gasverbrauchseinrichtung zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas in die Umgebung vorhanden sein. Die Anforderungen hinsichtlich

gasdichter Abdeckung des Gärrestelagers und hydraulischer Verweilzeit gelten nicht, wenn zur Erzeugung des Biogases ausschließlich Gülle im Sinne von § 2 Satz 1 Nr. 4 des Düngegesetzes (DüngG) eingesetzt wird. Dies ist der Fall, wenn es sich bei der eingesetzten Gülle um Wirtschaftsdünger aus tierischen Ausscheidungen (auch mit geringen Mengen Einstreu oder Futterresten oder Zugabe von Wasser) handelt, dessen Trockensubstanzgehalt 15 % nicht übersteigt.

- (3) Bei der Ermittlung des kalenderjahresbezogenen Mindest-KWK-Anteils an der Stromerzeugung nach Kapitel 5.4.1 Abs. (2) wird bei der Stromerzeugung aus Biogas die Wärme zur Beheizung des Fermenters pauschal in Höhe von 25 %-Punkten des in KWK erzeugten Stroms angerechnet.
- (4) Wenn und solange in Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas durchschnittlich mindestens 60 Masse-% Gülle je Kalenderjahr zur Erzeugung des Biogases eingesetzt wird, entfällt der Mindest-KWK-Anteil an der Stromerzeugung als Vergütungsvoraussetzung.
- (5) Der zur Biogaserzeugung eingesetzte Anteil von Mais (Ganzpflanze) und Getreidekorn (einschließlich Corn-Cob-Mix und Körnermais) sowie Lieschkolbenschrot darf durchschnittlich maximal 60 Masse-% je Kalenderjahr betragen. Dies gilt nicht, soweit das zur Stromerzeugung eingesetzte Biogas aus einer Biogaserzeugungsanlage stammt, die bereits vor dem 01.01.2012 Biogas erzeugt hat.
- (6) Wird Biomethan nach § 27c Abs. 1 EEG 2012 eingesetzt, besteht der Vergütungsanspruch nur, soweit der Strom in Kraft-Wärme-Kopplung nach Maßgabe der Anlage 2 des EEG 2012 erzeugt wird.

#### **5.4.2 Grundvergütung**

- (1) Die Grundvergütungen für Strom aus Biomasse, der in Anlagen erzeugt wird, die im Jahr 2012 in Betrieb genommen werden, sind in Tabelle 5 aufgeführt. Sie gelten im Jahr der Inbetriebnahme und für diese Anlagen dann für die darauf folgenden 20 Jahre.

Vorschrift	Leistungszone	Mindestvergütung für Leistungszone (ct/kWh)
§ 27 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG	bis 150 kW	14,30
§ 27 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG	150 kW bis 500 kW	12,30
§ 27 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 EEG	500 kW bis 5 MW	11,00
§ 27 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 EEG	5 MW bis 20 MW	6,00

*Tabelle 5: Mindestvergütungen für Biomasseanlagen (Grundvergütung) bei Inbetriebnahme in 2012*

- (2) Die jährliche Degression für Neuanlagen, die ab 01.01.2013 in Betrieb genommen werden, beträgt bezogen auf den ungerundeten Vergütungssatz des Vorjahres 2,0 % (§ 20 Abs. 2 Nr. 5 EEG). Der für das jeweilige Kalenderjahr geltende Vergütungssatz wird nach der Berechnung auf zwei Nachkommastellen gerundet.

### 5.4.3 Einsatzstoffbezogene Vergütungsboni

- (1) Zusätzlich zur Grundvergütung werden einsatzstoffbezogene Vergütungsboni gezahlt, soweit der Strom aus Einsatzstoffen der Einsatzstoffvergütungsklassen I oder II erzeugt wird.
- (2) Abschließende Zusammenstellungen der Einsatzstoffe der Einsatzstoffvergütungsklassen I und II sind in Anlage 2 bzw. 3 zur BiomasseV, /5/ enthalten.
- (3) Der Vergütungsbonus bei Einsatz von Einsatzstoffen der Einsatzstoffvergütungsklasse I beträgt
- für die Leistungszone bis einschl. 500 kW 6,00 ct/kWh,
  - für die Leistungszone über 500 kW bis einschl. 750 kW 5,00 ct/kWh,
  - für die Leistungszone über 750 kW bis einschl. 5 MW 4,00 ct/kWh.
- (4) Bei der Stromerzeugung aus Waldrestholz oder Rinde reduziert sich der Vergütungsbonus
- für die Leistungszone über 500 kW bis einschl. 5 MW auf 2,50 ct/kWh.
- (5) Der Vergütungsbonus bei Einsatz von Einsatzstoffen der Einsatzstoffvergütungsklasse II beträgt
- für die Leistungszone bis einschl. 5 MW 8,00 ct/kWh.

- (6) Bei der Stromerzeugung aus Gülle im Sinne der Nr. 9 und 11 bis 15 der Anlage 3 zur BiomasseV reduziert sich der Vergütungsbonus
- für die Leistungszone über 500 kW bis einschl. 5 MW auf 6,00 ct/kWh.
- Gülle im Sinne der genannten Nummern der Anlage 3 zur BiomasseV ist Pferdemist, Rindergülle und -festmist, Schaf- und Ziegenmist sowie Schweinegülle und -festmist.
- (7) Der kombinierte Einsatz der Einsatzstoffvergütungskategorien gemäß Anlage 1 bis 3 zur BiomasseV ist zulässig. In diesem Fall erfolgt die Vergütungsermittlung anteilig entsprechend den eingesetzten Mengen und den spezifischen Energieerträgen, die in Anlage 1 bis 3 zur BiomasseV ausgewiesen sind.
- (8) Die einsatzstoffbezogenen Vergütungsboni unterliegen nicht der für Neuanlagen mit Inbetriebnahme ab 01.01.2013 geltenden jährlichen Degression.

#### **5.4.4 Besondere Vergütungsregelungen für Strom aus der Vergärung von Bioabfällen**

##### **5.4.4.1 Fördervoraussetzungen**

- (1) Der Vergütungsanspruch nach § 27a EEG 2012 besteht für Anlagen, die Biogas einsetzen, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung gewonnen wird, nur, wenn das zur Stromerzeugung eingesetzte Biogas durchschnittlich zu mindestens 90 Masse-% je Kalenderjahr aus getrennt erfassten Bioabfällen erzeugt wird.
- (2) Im Rahmen der Erreichung dieser 90%-Schwelle können ausschließlich getrennt erfasste Bioabfälle im Sinne der Abfallschlüssel Nr. 20 02 01 (biologisch abbaubare pflanzliche Abfälle, ausgenommen pflanzliche Materialien von Verkehrswegebegleitflächen und Industriestandorten), 20 03 01 (getrennt erfasste Bioabfälle privater Haushalte und des Kleingewerbes, insbesondere Biotonne) und 20 03 02 (pflanzliche Marktabfälle) des Anhangs 1 Nr. 1 der Bioabfallverordnung berücksichtigt werden.
- (3) Die Einrichtungen zur anaeroben Vergärung der Bioabfälle müssen unmittelbar mit einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände verbunden sein. Außerdem müssen die nachgerotteten Gärrückstände stofflich verwertet werden.
- (4) Wird Biomethan nach § 27c Abs. 1 EEG 2012 eingesetzt, besteht der Vergütungsanspruch nur, soweit der Strom in Kraft-Wärme-Kopplung nach Maßgabe der Anlage 2 des EEG 2012 erzeugt wird.
- (5) Wird flüssige Biomasse zur Stromerzeugung eingesetzt, besteht ein Vergütungsanspruch nur für den Stromanteil aus flüssiger Biomasse, die zur Anfahr-, Zünd- und



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

#### 5.4.4.2 Vergütung

Für Strom aus Biogasanlagen, die im Jahr 2012 in Betrieb genommen wurden und die in Abschnitt 5.4.4.1 genannten Fördervoraussetzungen erfüllen, gelten die in Tabelle 6 aufgeführten erhöhten Grundvergütungen. Die erhöhten Grundvergütungen nach § 27a EEG können alternativ zu den Grundvergütungen und einsatzstoffbezogenen Vergütungsboni nach § 27 EEG in Anspruch genommen werden. Eine Kombination der erhöhten Grundvergütungen nach § 27a EEG und der einsatzstoffbezogenen Vergütungsboni ist jedoch ausgeschlossen (§ 27a Abs. 4 EEG 2012).

Vorschrift	Leistungszone	Mindestvergütung für Leistungszone (ct/kWh)
§ 27a Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG	bis 500 kW	16,00
§ 27a Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG	500 kW bis 20 MW	14,00

*Tabelle 6: Mindestvergütungen für Strom aus der Vergärung von Bioabfällen bei Inbetriebnahme der Anlage in 2012*

Die jährliche Degression für Neuanlagen, die ab 01.01.2013 in Betrieb genommen werden, beträgt bezogen auf den ungerundeten Vergütungssatz des Vorjahres 2,0 % (§ 20 Abs. 2 Nr. 5 EEG). Der für das jeweilige Kalenderjahr geltende Vergütungssatz wird nach der Berechnung auf zwei Nachkommastellen gerundet.

#### 5.4.5 Besondere Vergütungsregelungen für Strom aus der Vergärung von Gülle

##### 5.4.5.1 Fördervoraussetzungen

- (1) Der Vergütungsanspruch nach § 27b EEG 2012 besteht nur, wenn das zur Stromerzeugung eingesetzte Biogas durchschnittlich zu mindestens 80 Masse-% je Kalenderjahr aus Gülle erzeugt wird.
- (2) Im Rahmen der Erreichung dieser 80%-Schwelle kann ausschließlich Gülle im Sinne der Nr. 9 und 11 bis 15 der Anlage 3 zur BiomasseV, /5/, d.h. Pferdemist, Rindergülle

- und -festmist, Schaf- und Ziegenmist sowie Schweinegülle und –festmist berücksichtigt werden.
- (3) Die Stromerzeugung muss unmittelbar am Standort der Biogaserzeugungsanlage erfolgen. Die installierte elektrische Leistung am Anlagenstandort darf dabei insgesamt 75 kW nicht überschreiten. Somit ist § 27b EEG nicht anwendbar bei Verstromung des erzeugten Biogases in einer abgesetzten Motor-Generator-Einheit (sog. Satelliten-Blockheizkraftwerk) oder bei Entnahme des Biogases in Form von Biome than aus einem Erdgasnetz.
- (4) Wird flüssige Biomasse zur Stromerzeugung eingesetzt, besteht ein Vergütungsanspruch nur für den Stromanteil aus flüssiger Biomasse, die zur Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung notwendig ist. Pflanzenölmethylester gilt in dem Umfang, der zur Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung notwendig ist, als Biomasse.

#### 5.4.5.2 Vergütung

- (1) Für Strom aus Biogasanlagen, die im Jahr 2012 in Betrieb genommen wurden und die in Abschnitt 5.4.5.1 genannten Fördervoraussetzungen erfüllen, gelten die in Tabelle 7 aufgeführten erhöhten Grundvergütungen. Die erhöhten Grundvergütungen nach § 27b EEG können alternativ zu den Grundvergütungen und einsatzstoffbezogenen Vergütungsboni nach § 27 in Anspruch genommen werden. Eine Kombination der erhöhten Grundvergütungen nach § 27b EEG und der einsatzstoffbezogenen Vergütungsboni ist jedoch ausgeschlossen (§ 27b Abs. 2 EEG 2012).

Vorschrift	installierte Leistung	Mindestvergütung für Leistungszone (ct/kWh)
§ 27b Abs. 1 EEG	max. 75 kW	25,00

*Tabelle 7: Mindestvergütungen für Strom aus der Vergärung von Gülle bei Inbetriebnahme der Anlage in 2012*

- (2) Die jährliche Degression für Neuanlagen, die ab 01.01.2013 in Betrieb genommen werden, beträgt bezogen auf den ungerundeten Vergütungssatz des Vorjahres 2,0 % (§ 20 Abs. 2 Nr. 5 EEG). Der für das jeweilige Kalenderjahr geltende Vergütungssatz wird nach der Berechnung auf zwei Nachkommastellen gerundet.

#### 5.4.6 Verstöße gegen Fördervoraussetzungen

- (1) Bei Verstößen gegen die Fördervoraussetzungen nach § 27 Abs. 4 (Mindest-KWK, bzw. Mindest-Gülleanteil) und/oder § 27 Abs. 5 EEG (max. Mais-/Getreideanteil, Biomethan-KWK-Nutzungspflicht, Flüssigbiomasse-Vergütungsfähigkeit) verringert sich der Vergütungsanspruch nach § 27 Abs. 1 und 2 EEG bzw. § 27a Abs. 1 EEG oder § 27b Abs. 1 EEG im betreffenden Kalenderjahr auf den tatsächlichen Monatsmittelwert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig (siehe Anlage 4 EEG), soweit einzelne Regelungen in § 27 Abs. 4 oder Abs. 5 EEG 2012 auf die betreffende Anlage anwendbar sind (s. unter den vorangegangenen Kapiteln). Dieser Wert wird auch zur Ermittlung der Marktprämie bei Direktvermarktung benötigt und von den Übertragungsnetzbetreibern im Internet veröffentlicht ([www.eeg-kwkg.net](http://www.eeg-kwkg.net)).
- (2) Verstößt der Anlagenbetreiber mit Beginn des sechsten Kalenderjahres nach erstmaliger Geltendmachung des Vergütungsanspruchs gegen die Fördervoraussetzungen nach § 27 Abs. 4 EEG vor, verringert sich der Vergütungsanspruch nach § 27 Abs. 1 EEG auf 80 % der Grundvergütung. Dies gilt dann für jedes Kalenderjahr ab dem sechsten Kalenderjahr, in dem der Anlagenbetreiber gegen die Fördervoraussetzungen nach § 27 Abs. 4 EEG verstößt. Ein ggf. bestehender Vergütungsanspruch auf die einsatzstoffbezogenen Vergütungsboni nach § 27 Abs. 2 EEG bleibt in diesem Fall in voller Höhe erhalten. Wenn allerdings die Fördervoraussetzungen nach § 27 Abs. 5 EEG alleinstehend oder zusätzlich zu denen nach § 27 Abs. 4 EEG 2012 nicht erfüllt sind, verringert sich der Vergütungsanspruch, wie in Abs. 1 beschrieben.

#### 5.4.7 Besondere Nachweispflichten für Biomasseanlagen

1. Einsatzstoffe (§§ 27, 27a bis c EEG):  
Lückenloser Nachweis der Einsatzstoffe durch Führung eines Einsatzstofftagebuches mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe hinsichtlich des Umstandes, welche Biomasse eingesetzt wird und dass keine anderen Stoffe eingesetzt werden. Eine Kopie des Einsatzstofftagebuches ist bis zum 28. Februar jedes Jahres jeweils für das vorangegangene Kalenderjahr vorzulegen.
2. Einsatzstoffe der Einsatzstoffvergütungsklassen I und II (§ 27 Abs. 2 i.V.m. Anlage 1 bis 3 zur BiomasseV) - (für die Leistungszone bis einschließlich 5 MW)

Gutachten eines Umweltgutachters über die Zuordnung der förderfähigen elektrischen Energie zu den einsatzstoffbezogenen Vergütungsboni. Das Gutachten ist bis zum 28. Februar jedes Jahres jeweils für das vorangegangene Kalenderjahr vorzulegen.

### 3. KWK-Strom (§ 27 Abs. 4 Nr. 1 i.V.m. Anlage 2 EEG)

*KWK-Strom gemäß § 3 Abs. 4 KWK-G:*

Bei erstmaliger Geltendmachung des Vergütungsanspruchs muss die Eignung zur Erfüllung des gesetzlich vorgeschriebenen Mindest-KWK-Anteils an der Stromerzeugung (siehe Kapitel 5.4.1) durch Vorlage eines Gutachtens eines Umweltgutachters nachgewiesen werden.

Zusätzlich muss der Mindest-KWK-Anteil bis zum 28. Februar jedes Jahres jeweils für das vorangegangene Kalenderjahr durch Vorlage eines Gutachtens eines Umweltgutachters nachgewiesen werden.

Der KWK-Strom ist grundsätzlich nach dem AGFW-Arbeitsblatt FW 308 „Zertifizierung von KWK-Anlagen – Ermittlung des KWK-Stroms“ in der jeweils geltenden Fassung zu ermitteln.

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 durch Vorlage eines Gutachtens eines Umweltgutachters nachzuweisen.

*Wärmenutzung im Sinne der Anlage 2 Nr. 3 EEG:*

Einmaliger Nachweis zur Eignung der Anlage zu bzw. Durchführung einer Wärmenutzung nach Anlage 2 Nr. 3 EEG durch ein Gutachten eines Umweltgutachters. Das Gutachten ist zum Zeitpunkt der erstmaligen Geltendmachung des Vergütungsanspruchs 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 durch ein Gutachten eines Umweltgutachters. Das Gutachten ist zum Zeitpunkt der Geltendmachung des KWK-Bonus vorzulegen.

4. Mindest-Gülleanteil bei Biogasanlagen (§ 27 Abs. 4 Nr. 2 EEG)

Bei erstmaliger Geltendmachung des Vergütungsanspruchs muss die Eignung der Anlage zur Erfüllung des gesetzlich vorgeschriebenen Mindest-Gülle-Anteils bei der Erzeugung des eingesetzten Biogases (siehe Kapitel 5.4.1.1) durch Vorlage eines Gutachtens eines Umweltgutachters nachgewiesen werden.

Zusätzlich muss der Mindest-Gülleanteil bis zum 28. Februar jedes Jahres jeweils für das vorangegangene Kalenderjahr durch Vorlage eines Gutachtens eines Umweltgutachters nachgewiesen werden.

#### **5.4.8 Übergangsbestimmungen für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.01.2012**

- (1) Biogasanlagen müssen bis 31.12.2013 mit Gasverbrauchseinrichtungen zur Abnahme des bei Ausfall der Stromerzeugungsanlage oder Biogasüberproduktion überschüssigen Biogases nachgerüstet werden (§ 66 Abs. 1 Nr. 3 EEG). Bei Verstoß gegen diese Vorgabe reduziert sich der Vergütungsanspruch auf null solange, bis die Nachrüstung erfolgt ist (§ 6 Abs. 4 i.V.m. § 17 Abs. 1 und § 66 Abs. 1 Nr. 3 und 4 EEG 2012).
- (2) Die Vergütungsregelungen für Strom aus der Vergärung von Bioabfällen gemäß § 27a Abs. 1 EEG gelten optional auch für Bestandsanlagen (§ 66 Abs. 1 Nr. 13 EEG). In diesem Zusammenhang gelten dann auch die weiteren Anforderungen und Nachweisvoraussetzungen nach § 27a Abs. 3, 4 und 5 EEG 2012.
- (3) Bei Anlagen mit Anspruch auf den NaWaRo-Bonus (§ 27 Abs. 4 Nr. 2 i.V.m. Anlage 2 EEG 2009) entfällt die Vorgabe, dass auf demselben Betriebsgelände keine Anlagen mit sonstiger Biomasse betrieben werden dürfen (§ 66 Abs. 3 EEG).
- (4) Für Anlagen, die Altholz einsetzen und vor dem 01.01.2013 in Betrieb genommen werden, sowie für Anlagen, die Pflanzenölmethylester zur Stromerzeugung einsetzen und vor dem 27.06.2004 in Betrieb genommen wurden bzw. deren immissionsschutzrechtlich notwendige Genehmigung nach BImSchG vor dem 27.06.2004 erteilt wurde, gilt die BiomasseV in der am 31.12.2011 geltenden Fassung weiter (§ 66 Abs. 2 EEG).
- (5) Für Anlagen, die

- feste Biomasse einsetzen,
- nach BImSchG genehmigungsbedürftig sind,
- vor dem 01.01.2012 nach BImSchG genehmigt worden sind und
- vor dem 01.01.2013 in Betrieb genommen wurden,

kann statt des Vergütungsanspruchs nach § 27 EEG 2012 optional der Vergütungsanspruch nach § 27 EEG 2009 geltend gemacht werden. Voraussetzung ist jedoch, dass der Anlagenbetreiber den Anspruch nach § 27 EEG 2009 geltend macht, bevor der Netzbetreiber erstmals eine Vergütung für Strom aus der betreffenden Anlage gezahlt hat (§ 66 Abs. 6 EEG).

- (6) Für Strom aus Biomasseanlagen mit einer installierten elektrischen Wirkleistung über 20 MW und Inbetriebnahme bis 31.12.2008 besteht mit Wirkung ab 01.04.2012 ein Anspruch auf Vergütung nach der für die jeweilige Anlage geltenden Fassung des EEG für die Leistungszonen bis einschließlich 20 MW (§ 66 Abs. 17 EEG 2012).
- (7) Hinsichtlich der Übergangsbestimmungen in § 66 Abs. 1 Nr. 7, Abs. 4 und Abs. 10 EEG 2012 wird auf die Ausführungen unter Nr. 5.5.4, Nr. 5.4.1.1 Abs. 5 und Nr. 5.1.1 Abs. 3 verwiesen.
- (8) Außerdem ist § 66 Abs. 21 EEG 2012 zu beachten: Für Strom aus Biomasseanlagen, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind und nach § 9 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes für die Handelsperiode 2013 bis 2020 eine Zuteilung kostenloser Berechtigungen erhalten, ist
1. § 46 Nr. 2 EEG in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung mit der Maßgabe anzuwenden, dass Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber zusätzlich die Anzahl der für die Wärmeproduktion der Anlage zugeteilten kostenlosen Berechtigungen mitteilen müssen, und
  2. § 66 Abs. 1 Nr. 3 und 5 EEG in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung mit der Maßgabe anzuwenden, dass für die Erhöhung der Vergütung nach § 66 Abs. 1 Nr. 3 Satz 1 und 3 sowie für die Vergütung nach § 66 Abs. 1 Nr. 5 Satz 2 die Anrechnung nach Anlage 3 Nummer VI des EEG in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung entsprechend gilt.

Für Strom aus Biomasseanlagen, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind und die die Erhöhung der Mindestvergütung nach § 8 Absatz 3 Satz 1 EEG in der am 31. Dezember 2008 geltenden Fassung in Anspruch nehmen, gilt die

Anrechnung nach Anlage 3 Nummer VI des EEG in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung entsprechend.

Anlage 3 Nr. VI EEG 2009 in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung lautet:

**VI. Anrechnung der Zuteilung von kostenlosen Berechtigungen nach § 9 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes**

Der KWK-Bonus nach Nummer V verringert sich für Strom im Sinne von Nummer I.1 aus Anlagen, die nach § 9 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes eine Zuteilung von kostenlosen Berechtigungen für die Wärmeproduktion erhalten, um das Wertäquivalent der für die gekoppelte Wärmeproduktion dieser Anlage im Vorjahr zugewiesenen kostenlosen Berechtigungen. Die nach § 19 Absatz 1 Nummer 3 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes zuständige Behörde weist die Anzahl der Berechtigungen, die der gekoppelten Wärmeproduktion der Anlage zuzurechnen sind, im Zuteilungsbescheid aus. Der Abzug des Wertäquivalents der zugewiesenen kostenlosen Berechtigungen erfolgt im Rahmen der Endabrechnung des Vorjahres durch den Netzbetreiber. Als Wertäquivalent einer kostenlosen Berechtigung nach Satz 1 ist der durchschnittliche, volumengewichtete Zuschlagspreis aus den Versteigerungen nach § 8 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes im zweiten Quartal des Abrechnungsjahres anzusetzen. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit veröffentlicht das anzusetzende Wertäquivalent für das jeweilige Kalenderjahr bis zum 30. September im elektronischen Bundesanzeiger.

- 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 2012“, Ausgabe „Biomasse“, 1. Auflage vom 25.03.2013 zur Verfügung.

## 5.5 Vorschriften für gasförmige Energieträger bei Durchleitung durch Erdgasnetze

### 5.5.1 Fördervoraussetzungen

- (1) Nach § 27c EEG 2012 ist es möglich, Biogas (Gas aus anaerober Vergärung) oder sonstige gasförmiger Biomasse (z.B. Holzgas), das bzw. die auf Erdgasqualität aufbereitet und bilanziell durch ein Gasnetz durchgeleitet wurde (Biomethan), zur Stromerzeugung einzusetzen. Dies gilt auch für die Stromerzeugung in Anlagen, die mit Deponiegas, Klärgas, Grubengas oder Gas zur Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien (Speichergas) betrieben werden. Die Gase müssen im Geltungsbereich des EEG – d.h. im Gebiet der Bundesrepublik Deutschland einschließlich der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone – in das Gasnetz eingespeist werden.
- (2) Die Wärmeäquivalente der in das Gasnetz eingespeisten und der an anderer Stelle aus dem Gasnetz entnommenen Menge der genannten Gase müssen dabei am Ende eines Kalenderjahres einander entsprechen, da andernfalls das Ausschließlichkeitsprinzip verletzt wird. Der Anlagenbetreiber ist zur kalenderjährlichen Nachweisführung gegenüber dem Netzbetreiber verpflichtet.
- (3) Für den gesamten Transport und Vertrieb des Gases von seiner Herstellung bzw. Gewinnung über die Einspeisung in das Erdgasnetz, den Transport im Erdgasnetz bis zur Entnahme aus dem Erdgasnetz müssen Massenbilanzsysteme verwendet werden. Ein solches Massenbilanzsystem ist beispielsweise das Biogasregister Deutschland der Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) ([www.biogasregister.de](http://www.biogasregister.de)). Die Verwendung von Massenbilanzsystemen ist nicht verpflichtend für Strom, der bis 31.12.2012 erzeugt wurde.

### 5.5.2 Vergütung

#### 5.5.2.1 Deponiegas, Klärgas, Grubengas

Die Vergütung von Strom aus durch ein Gasnetz durchgeleitetem Deponiegas, Klärgas oder Grubengas erfolgt nach den im Kapitel 5.3 dargestellten Regelungen.



### 5.5.2.2 Biomethan

- (1) Die Vergütung von Strom aus Biomethan erfolgt nach den Vergütungssätzen gemäß § 27 Abs. 1 bzw. 2 EEG oder, sofern die Fördervoraussetzungen nach Abschnitt 5.4.4.1 erfüllt sind, gemäß § 27a EEG.
- (2) Vergütungsfähig ist nur der in Kraft-Wärme-Kopplung nach Maßgabe der Anlage 2 zum EEG erzeugte Strom (§ 27 Abs. 5 Nr. 2 EEG 2012, vgl. Abschnitt 5.4.1.1 Abs. 6).
- (3) Für Strom aus Anlagen, die Biomethan einsetzen und die nach dem 31.12.2013 in Betrieb genommen werden, besteht der Vergütungsanspruch nach § 27 Abs. 1 EEG 2012 nur, wenn die installierte Leistung der Anlage 750 kW nicht übersteigt (vgl. Abschnitt 5.4.1.1 Abs. 1).

### 5.5.3 Gasaufbereitungs-Bonus

- (1) Der Anspruch auf den **Gasaufbereitungs-Bonus** (Anlage 1 zum EEG) besteht für Strom aus Anlagen mit einer elektrischen Bemessungsleistung bis einschließlich 5 MW, der aus Biomethan oder durch ein Gasnetz durchgeleitetem Deponiegas oder Klärgas erzeugt wird. Anlagen mit einer elektrischen Bemessungsleistung über 5 MW erhalten keinen Gasaufbereitungs-Bonus, d. h. auch nicht für die Leistungszone bis 5 MW.
- (2) Der Gasaufbereitungs-Bonus beträgt für Anlagen, die in 2012 in Betrieb genommen werden, bis zu einer maximalen Kapazität der Gasaufbereitungsanlage
  - von 700 Nm<sup>3</sup>/h aufbereitetem Gas 3,0 ct/kWh,
  - von 1.000 Nm<sup>3</sup>/h aufbereitetem Gas 2,0 ct/kWh,
  - von 1.400 Nm<sup>3</sup>/h aufbereitetem Gas 1,0 ct/kWh.

Eine Vergütungszonung analog zu Abschnitt 5.1.5 ist bei diesen Zuschlägen nicht anzuwenden. Dementsprechend erhalten Anlagen, die mit Gas aus Biomasse, Deponiegas oder Klärgas betrieben werden, das in einer Gasaufbereitungsanlage mit einer maximalen Kapazität von mehr als 700 Nm<sup>3</sup>/h bis einschließlich 1.000 Nm<sup>3</sup>/h aufbereitet wurde, für die gesamte eingespeiste elektrische Energie einen Vergütungsbonus von 2,0 ct/kWh (vgl. zum EEG 2009 /48/, Kapitel C. 2. c), Seite 17).

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

Bei der Gasaufbereitung müssen folgende Anforderungen kumulativ eingehalten werden:

- maximale Methanemissionen in die Atmosphäre bei der Aufbereitung: 0,2 %,
- maximaler Stromverbrauch für die Aufbereitung: 0,5 kWh/Nm<sup>3</sup> Rohgas,
- max. Kapazität der Gasaufbereitungsanlage: 1.400 Nm<sup>3</sup>/h aufbereitetes Gas,
- Bereitstellung der Prozesswärme für die Erzeugung und Aufbereitung des Rohgases des Deponie-, Klär- oder Biogases 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. 3 der Anlage 2 zum EEG dar.

#### Besondere Nachweispflichten bei Inanspruchnahme des Gasaufbereitungs-Bonus (§ 27c Abs. 2 i.V.m. Anlage 1 EEG)

- Sachverständigengutachten über die kumulative Einhaltung der Anspruchsvoraussetzungen gemäß Anlage 1 Nr. 1 EEG, oder
- Registerauszug aus dem Biogasregister der dena mit Angabe der Gaseigenschaften.

#### **5.5.4 Übergangsvorschriften für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.01.2012**

Die zulässigen Methanemissionen bei der Gasaufbereitung von gasförmiger Biomasse, Deponiegas und Klärgas auf Erdgasqualität von Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.01.2012 wurden ab 01.05.2012 von 0,5 % auf 0,2 % abgesenkt (§ 66 Abs. 1 Nr. 7 EEG).

## 5.6 Vergütungsvorschriften für Geothermieranlagen

### 5.6.1 Allgemeine Fördervoraussetzungen und Vergütung

- (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 2012 in Betrieb genommen werden, sind in Tabelle 8 aufgeführt.
- (3) Die jährliche Degression der Vergütungen inkl. Boni für Neuanlagen, die ab 01.01.2018 in Betrieb genommen werden, beträgt bezogen auf den ungerundeten Vergütungssatz des Vorjahres 5 % (§ 20 Abs. 2 Nr. 6 EEG). Der für das jeweilige Kalenderjahr geltende Vergütungssatz wird nach der Berechnung auf zwei Nachkommastellen gerundet.

Geothermie	Grundvergütung (ct/kWh)	Bonus für petrothermale Techniken (ct/kWh)**
	25,0	5,0

*Tabelle 8: Mindestvergütungssätze für Geothermieranlagen bei Inbetriebnahme in 2012 (in ct/kWh)*

## **5.7 Vergütungsvorschriften für Windenergieanlagen an Land (Onshore)**

### **5.7.1 Allgemeine Vergütungsvoraussetzungen**

- (1) Die seit dem 01.08.2004 geltende Regelung nach § 10 Abs. 4 EEG 2004 bzw. § 29 Abs. 3 EEG 2009, nur Strom aus Windenergieanlagen zu vergüten, die an ihrem Standort mindestens 60 % des anlagenspezifischen Referenzertrages erzielen können, wurde nicht in das EEG 2012 übertragen. Windenergieanlagen mit Inbetriebnahme nach dem 31.12.2011 können daher unabhängig von ihrem Standort und den dort erzielbaren Erträgen eine Vergütung nach den §§ 29 und 30 EEG beanspruchen.
- (2) Gemäß § 6 Abs. 5 EEG müssen Windenergieanlagen, die an das Mittel-, Hoch- oder Höchstspannungsnetz angeschlossen werden, die Anforderungen der Systemdienstleistungsverordnung für Windenergieanlagen (SDLWindV, siehe Abschnitt 5.7.3) am Verknüpfungspunkt und ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme erfüllen. Für den Fall, dass die Anforderung nicht erfüllt werden, verringert sich die Vergütung auf null (§ 17 Abs. 1 EEG).

### **5.7.2 Grund- und Anfangsvergütung**

- (1) Die Vergütung für Strom aus Windenergieanlagen besteht aus einer Grundvergütung (§ 29 Abs. 1 EEG) und einer erhöhten Anfangsvergütung (§ 29 Abs. 2 EEG). Die Anfangsvergütung wird in den ersten 5 Jahren nach Inbetriebnahme der Windenergieanlage gezahlt.
- (2) Für Windenergieanlagen, die in 2012 in Betrieb genommen wurden, beträgt
  - die Anfangsvergütung 8,93 ct/kWh
  - die Grundvergütung 4,87 ct/kWh
- (3) Die Vergütungssätze für in späteren Jahren in Betrieb genommene Anlagen unterliegen gemäß § 20 Abs. 2 Nr. 7b EEG einer Degression von 1,5 % bezogen auf den ungerundeten Vergütungssatz für im Vorjahr in Betrieb genommene Anlagen.
- (4) Der Zeitraum der Zahlung der erhöhten 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 % 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, die im Zeitraum vom 01.08.2004 bis 31.12.2008 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 ( $\Delta$ ) 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 nachzuweisen (Anlage 3 EEG 2012).
- (6) Für Windenergieanlagen mit einer Leistung bis einschließlich 50 kW entfällt die Nachweisführung des Verlängerungsanspruches ( $\Delta$ ). Nach § 29 Abs. 3 EEG wird unwiderleglich unterstellt, dass bei diesen Anlagen der Ertrag (E) 60 % des Referenzertrages (R) beträgt. Somit besteht ein Anspruch auf Zahlung der Anfangsvergütung für den gesamten Vergütungszeitraum von 20 Jahren zzgl. des Inbetriebnahmejahres.

### 5.7.3 Systemdienstleistungs-Bonus

- (1) Windenergieanlagen, die an das Mittel-, Hoch- oder Höchstspannungsnetz angeschlossen werden, müssen die Anforderungen der Systemdienstleistungs-Verordnung (SDLWindV) vom 03.07.2009 in der jeweils geltenden Fassung erfüllen (vgl. Abschnitt 5.7.1). Windenergieanlagen, die vor dem 01.01.2015 in Betrieb genommen werden, erhalten zusätzlich zur Anfangsvergütung einen **Systemdienstleistungsbonus** (SDL-Bonus, § 29 Abs. 2 Satz 4 EEG).
- (2) Windenergieanlagen, welche im Zeitraum 01.01.2001 bis 31.12.2008 in Betrieb gesetzt wurden, und nach einer Nachrüstung im Zeitraum 01.01.2012 bis 31.12.2015

die Anforderungen der SDLWindV einhalten, erhalten einen SDL-Bonus in Höhe von 0,7 ct/kWh für die Dauer von 5 Jahren (§ 66 Abs. 1 Nr. 8 EEG)

- (3) Die Einhaltung der technischen Anforderungen der SDLWindV ist gegeben, wenn nachweislich die BDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ /31/ unter Beachtung von deren Ergänzungen bzw. der „TransmissionCode 2007“ /35/ mit den in den Anlagen der SDLWindV gemachten Ergänzungen erfüllt werden. Der Nachweis ist durch Vorlage von Einheiten-/ Anlagenzertifikaten nach dem Verfahren der BDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ /31/ und durch ein Gutachten, 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“).<sup>30</sup>

<b>Bonus/Zuschlag u. gesetzl. Norm</b>	<b>Voraussetzungen</b>	<b>Höhe und Dauer der Zahlung</b> (ggf. unterjährig ein- und aussetzend)
SDL-Bonus für Neuanlagen § 29 Abs. 2 Satz 4 EEG i.V.m. § 2 Abs. 1 bzw. § 3 SDLWindV	- Inbetriebnahme bis 31.12.2014 - Erfüllung der Anforderungen der SDLWindV ab Inbetriebnahme	2012: 0,48 ct/kWh zusätzlich zur Anfangsvergütung; 5 Jahre, ggf. länger (vgl. Abschnitt 5.7.2)
SDL-Bonus für Bestandsanlagen § 66 Abs. 1 Nr. 8 EEG i.V.m. SDLWindV	- Inbetriebnahme zwischen 01.01.2001 und 31.12.2008 - Erfüllung der Anforderungen der SDLWindV bei Nachrüstung nach dem 01.01.2012 bis einschl. 31.12.2015	0,7 ct/kWh für 5 Jahre

*Tabelle 9: Systemdienstleistungsbonus bei Windenergieanlagen (Onshore)*

<sup>30</sup> Hinsichtlich der anzuwendenden Fristen für die Nachweiserbringung im Rahmen der SDLWindV wird hingewiesen auf den Hinweis der Clearingstelle EEG, Verfahren 2011/6, Link: <http://www.clearingstelle-eeg.de/hinww/2011/6>

### 5.7.4 Repowering-Zuschlag

- (1) Bei endgültigem Ersatz einer bzw. mehrerer bestehenden, vor dem 01.01.2002 in Betrieb genommenen, durch das EEG geförderten Windenergieanlage/n im selben oder einem an diesen unmittelbar angrenzenden Landkreis, („Repowering“, § 30 EEG) erhöht sich die Anfangsvergütung der neuen Anlage um 0,5 ct/kWh. Dabei muss die installierte Leistung der neuen Anlage/n mindestens das Zweifache der zu ersetzten Anlage/n betragen. Die Anzahl der neuen Anlagen darf hierbei die Anzahl der zu ersetzenden Anlagen nicht übersteigen.
- (2) Eine Anlage wird ersetzt, wenn sie vor der Inbetriebnahme der neuen Anlage außer Betrieb genommen wird und im Zeitraum zwischen 1 Jahr vor bis ein halbes Jahr nach der Inbetriebnahme der neuen Anlage vollständig abgebaut wurde (§ 30 Abs. 2 EEG).
- (3) Der Vergütungsanspruch der ersetzten Anlage/n entfällt mit der Inbetriebnahme der neuen Anlage/n endgültig (§ 30 Abs. 2 Satz 2 EEG 2012).
- (4) SDL-Bonus und Repowering-Zuschlag können bei Erfüllung der jeweiligen Voraussetzungen auch in Kombination miteinander in Anspruch genommen werden.

Bonus/Zuschlag u. gesetzl. Norm	Voraussetzungen	Höhe und Dauer der Zahlung (ggf. unterjährig ein- und aussetzend)
Repowering-Zuschlag für Neuanlagen § 30 EEG	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Inbetriebnahme der ersetzten Anlage vor dem 01.01.2002</li> <li>- bestehender Vergütungsanspruch für die ersetzte Anlage</li> <li>- endgültiger Ersatz einer bestehenden Anlage im selben oder in angrenzenden Landkreisen</li> <li>- Leistung der neuen Anlage mind. das Zweifache der Leistung der ersetzten Anlage(n)</li> <li>- eine Anlage ersetzt mind. eine Anlage</li> </ul>	0,5 ct/kWh zusätzlich zur Anfangsvergütung; 5 Jahre, ggf. länger (vgl. Abschnitt 5.7.2)

Tabelle 10: Repowering-Zuschlag bei Windenergieanlagen (Onshore)

### **5.7.5 Besondere Nachweispflichten bei Windenergieanlagen (Onshore)**

- (1) Vor Inbetriebnahme bzw. Nachweis für SDL-Bonus bei Bestandsanlagen: Vorlage des Sachverständigengutachtens (einschließlich Einheitenzertifikat) zur Erfüllung der Anforderungen nach § 6 Nr. 5 EEG i.V.m. § 2 Abs. 1 SDLWindV (vgl. Abschnitt 5.7.3) (nur Anlagen mit Anschluss Mittel-, Hoch- und Höchstspannung)
- (2) Zum Ablauf von 5 Betriebsjahren zur Verlängerung der Anfangsvergütung (nur Anlagen mit einer installierten Leistung über 50 kW): Nachweis des Verlängerungsanspruches ( $\Delta$ ) der Anfangsvergütung nach den Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 5, der Fördergesellschaft Windenergie und andere erneuerbare Energien e. V. (FGW)
- (3) Bei Repowering: Nachweise zum Standort, installierter Leistung, EEG-Vergütungsanspruch, zur Inbetriebnahme, Außerbetriebnahme und Abbau der zu ersetzenden Anlage/n

→ 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 28.02.2010 /49/ zur Verfügung.



## 5.8 Vergütungsvorschriften für Windenergieanlagen auf See (Offshore)

- (1) Anlagenbetreiber können für den Betrieb von Offshore-Windenergieanlagen die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone oder das Küstenmeer unentgeltlich nutzen, solange sie den Verfügungsanspruch nach § 16 EEG 2012 oder eine Direktvermarktung nach § 33b Nr. 1 oder 2 EEG 2012 („Marktprämie“ oder „Grünstromprivileg“ geltend machen (§ 60 EEG).
- (2) Für Strom aus Offshore-Windenergieanlagen wird zwischen einer Grundvergütung (§ 31 Abs. 1 EEG), einer Anfangsvergütung (§ 31 Abs. 2 EEG) und einer erhöhten Anfangsvergütung (§ 31 Abs. 3 EEG) unterschieden.
- (3) Die Anfangsvergütung beträgt in den ersten 12 Jahren nach Inbetriebnahme der Windenergieanlage 15 ct/kWh (§ 31 Abs. 2 Satz 1 EEG).
- (4) Anlagenbetreiber, deren Anlagen bis 31.12.2018 in Betrieb genommen werden, können eine erhöhte Anfangsvergütung in Höhe von 19 ct/kWh für die Dauer von 8 Jahren beanspruchen, wenn der Anlagenbetreiber dies vor Inbetriebnahme der Anlage von dem Netzbetreiber verlangt.
- (5) Der Zeitraum der Zahlung der Anfangsvergütung bzw. erhöhten 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) Ist die Einspeisung aus einer Offshore-Anlage länger als sieben aufeinanderfolgende Tage nicht möglich, weil die Leitung nach § 17d Absatz 1 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes nicht rechtzeitig fertiggestellt oder gestört ist und der Netzbetreiber dies nicht zu vertreten hat, verlängert sich die Vergütung nach § 31 Abs. 2 und 3 EEG 2012, beginnend mit dem achten Tag der Störung, um den Zeitraum der Störung. Diese Regelung ist nicht anzuwenden, soweit der Betreiber der Offshore-Anlage die Entschädigung nach § 17e Absatz 1 oder 2 des Energiewirtschaftsgesetzes in Anspruch nimmt. Nimmt der Betreiber der Offshore-Anlage die Entschädigung nach § 17e Absatz 2 in Anspruch, verkürzt sich der Anspruch auf Vergütung nach § 31 Abs. 2 und 3 EEG 2012 um den Zeitraum der Verzögerung (§ 31 Abs. 4 EEG<sup>31</sup>).

---

<sup>31</sup> In der Fassung aufgrund von Art. 5 des „Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften“ vom 20.12.2012, BGBl I S. 2730

- (7) Die Vergütungspflicht besteht nicht für Strom aus Offshore-Windenergieanlagen, deren Errichtung nach dem 31.12.2004 in einem Gebiet genehmigt worden ist, das nach § 57 i.V.m. § 32 Abs. 2 des Bundesnaturschutzgesetzes 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 Europäischen Kommission als Gebiete von gemeinschaftlicher Bedeutung oder als Europäische Vogelschutzgebiete benannt hat (§ 31 Abs. 5 EEG).

Inbetriebnahmejahr	Grundvergütung (ct/kWh) ***	Anfangsvergütung (ct/kWh)	Dauer der Zahlung der Anfangsvergütung
2012	3,5	15*) 19**)	*) 12 Jahre bzw. **) 8 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 Wassertiefe
2013	3,5	15 19**)	
2014	3,5	15 19**)	
***) Die Grundvergütung ist erst nach Ablauf des Zeitraums der Zahlung der Anfangsvergütung zu zahlen			

*Tabelle 11: Mindestvergütungssätze für Windenergieanlagen (Offshore) in ct/kWh*

## 5.9 Vergütungsvorschriften für Photovoltaikanlagen

### 5.9.1 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.

### 5.9.2 Anlagenbegriff und Zusammenfassung von Anlagen

- (1) Jedes PV-Modul ist eine separate Anlage im Sinne des § 3 Nr. 1 EEG. Leistungsseitige Zusammenfassungen von mehreren PV-Anlagen können sich aufgrund von § 19 Abs. 1 Satz 1 bzw. Abs. 1a EEG 2012 ergeben (s. unter Abs. 2). Die installierte elektrische Wirkleistung  $P_{\text{Inst}}$  ist bei Solarstromanlagen 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
  1. Auswahl der technischen Einrichtungen in Umsetzung der technischen Vorgaben (§ 6 Abs. 1 und 2 EEG); vgl. auch Abschnitt 1.2 und
  2. zur Ermittlung der Vergütung für die jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Module zusammengefasst (§ 19 Abs. 1 Satz 1 EEG); vgl. auch Abschnitt 5.1.6. zusammengefasst.
- (3) Mehrere PV-Module, die auf Flächen errichtet worden sind, für die entweder ein Verfahren nach § 38 Satz 1 des Baugesetzbuchs durchgeführt worden ist oder die im Geltungsbereich eines beschlossenen Bebauungsplans im Sinne des § 30 des Baugesetzbuchs liegen, werden zum Zwecke der Ermittlung der Vergütung für die jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Module zusammengefasst, wenn sie
  1. innerhalb derselben Gemeinde errichtet worden sind und
  2. in einem Abstand von bis zu 2 Kilometern in der Luftlinie (gemessen vom Rand der jeweiligen äußeren PV-Module) und

3. Innerhalb von 24 aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind (§ 19 Abs. 1a EEG).

Hiermit soll sichergestellt werden, dass innerhalb einer Gemeinde der Zubau von Freiflächenanlagen begrenzt wird.

- (4) Die Nachweisführung im Sinne des § 19 obliegt dem Anlagenbetreiber.

### **5.9.3 Vergütungsvoraussetzungen und Vergütungssätze**

- (1) Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie sind verpflichtet, den Standort und die Leistung ihrer Anlage der BNetzA und der nach Einrichtung eines Anlagenregisters zuständigen Stelle (§ 64e EEG) zu melden. Unter [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de) => Sachgebiete => Elektrizität/Gas => Anzeigen/Mitteilungen => Meldung Photovoltaikanlagen stellt die BNetzA ein Meldeportal 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) Solange der Betreiber seine Anlage nicht bei der BNetzA bzw. und der nach Einrichtung eines Anlagenregisters zuständigen Stelle (§ 64e EEG) gemeldet hat, besteht nur ein Anspruch auf eine verringerte Vergütung (§ 17 Abs. 2 EEG) in Höhe des energieträgerspezifischen Marktwertes (Nr. 1.1 Anlage 4 EEG); vgl. auch Abschnitt 5.1.

#### **5.9.3.1 Vergütung von Strom aus Anlagen im Sinne von § 32 Abs. 1 EEG**

- (1) Eine Vergütungspflicht gemäß § 32 Abs. 1 EEG besteht nur für Anlagen bis einschließlich einer installierten Leistung von 10 MW. Die Anlagen müssen entweder in, an oder auf einem Gebäude oder einer sonstigen baulichen Anlage angebracht sein, die vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie errichtet worden sind, oder auf einer Fläche, für die ein Verfahren nach

- § 38 Satz 1 des Baugesetzbuchs durchgeführt worden ist, oder im Bereich eines beschlossenen Bebauungsplans<sup>32</sup> (§ 30 Baugesetzbuch) errichtet worden sein.
- (2) Wurde die Anlage im Bereich eines beschlossenen Bebauungsplans errichtet (§ 32 Abs. 1 Nr. 3), muss
- a. der Bebauungsplan vor dem 01.09.2003 aufgestellt und später nicht mit dem Zweck geändert worden sein, eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie zu errichten,
  - b. der Bebauungsplan vor dem 01.01.2010 für die Fläche, auf der die Anlage errichtet worden ist, ein Gewerbe- oder Industriegebiet im Sinne der §§ 8 und 9 der Baunutzungsverordnung ausweisen, auch wenn die Festsetzung nach dem 01.01.2010 zumindest auch mit dem Zweck geändert wurde, eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie zu errichten, oder
  - c. der Bebauungsplan nach dem 01.09.2003 zumindest auch mit dem Zweck der Errichtung einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie aufgestellt worden sein (weitere Voraussetzungen s. anschließend in Abs. 3).
- (3) Wurde der Bebauungsplan zumindest auch mit dem Zweck der Errichtung einer Solarstromanlage nach dem 01.09.2003 aufgestellt (§ 32 Abs. 1 Nr. 3c EEG, siehe vorangegangener Abs. 2c), besteht die Vergütungspflicht nur, wenn sich die Anlage
- aa. auf Flächen befindet, die längs von Autobahnen oder Schienenwegen liegen, und sie in einer Entfernung bis zu 110 Metern, gemessen vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn, errichtet worden ist,
  - bb. auf Flächen befindet, die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans bereits versiegelt waren, oder
  - cc. auf Konversionsflächen<sup>33</sup> aus wirtschaftlicher, verkehrlicher, wohnungsbaulicher oder militärischer Nutzung befindet und diese Flächen zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans nicht rechtsverbindlich als Naturschutzgebiet im Sinne des § 23 des Bundesnatur-

---

<sup>32</sup> Gemäß der Begründung des EEG handelt es sich hierbei um einen von der Gemeinde als Satzung beschlossenen Bebauungsplan. Ein Inkrafttreten dieses Bebauungsplans ist, im Gegensatz zum EEG 2009, keine Vergütungsvoraussetzung mehr.

<sup>33</sup> zu Bedingungen an eine Konversionsfläche siehe Empfehlung der Clearingstelle EEG 2010/2 vom 1. Juli 2010

schutzgesetzes oder als Nationalpark im Sinne des § 24 des Bundesnaturschutzgesetzes festgesetzt worden sind.

Leistungsbereich	≤ 10 MWp
04.2012	13,50
05.2012	13,37
06.2012	13,23
07.2012	13,10
08.2012	12,97
09.2012	12,84
10.2012	12,71
11.2012	12,39
12.2012	12,08
01.2013	11,78
02.2013	11,52
03.2013	11,27
04.2013	11,02

*Tabelle 12: Mindestvergütungssätze in ct/kWh für Anlagen gemäß § 32 Abs. 1 EEG*

- (4) Der Vergütungsanspruch für Strom aus Anlagen auf Konversionsflächen (§ 32 Abs. 1 Nr. 3 c) cc) EEG) besteht auch auf Flächen, die rechtsverbindlich als Naturschutzgebiet im Sinne des § 23 des Bundesnaturschutzgesetzes oder als Nationalpark im Sinne des § 24 des Bundesnaturschutzgesetzes festgesetzt worden sind, wenn die sonstigen Voraussetzungen des § 32 Abs. 1 Nr. 3 EEG erfüllt sind, die Anlagen vor dem 01.01.2014 in Betrieb genommen worden sind und der Beschluss über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans vor dem 30.06.2011 gefasst worden ist (§ 66 Abs. 11 EEG).
- (5) Anlagen, bei denen der Beschluss über die Aufstellung oder letzte Änderung des Bebauungsplans vor dem 01.03.2012 gefasst worden ist bzw. ein Antrag auf Einleitung eines Verfahrens nach § 38 Baugesetzbuch vor dem 01.03.2012 gestellt wurde und

die im Zeitraum 01.04. bis zum 30.06.2012 in Betrieb genommen worden sind<sup>34</sup>, erhalten die Vergütungen nach den Regelungen der am 31.03.2012 geltenden Fassung des EEG (§ 66 Abs. 18a Satz 1 EEG).

- (6) Anlagen auf Konversionsflächen (§ 32 Abs. 1 Nr. 3 cc EEG), bei denen der Beschluss über die Aufstellung oder letzte Änderung des Bebauungsplans vor dem 01.03.2012 gefasst worden ist, und die im Zeitraum vom 01.07.2012 bis zum 30.09.2012 in Betrieb gesetzt worden sind<sup>35</sup>, erhalten eine Vergütung in Höhe von 15,95 ct/kWh (§ 66 Abs. 18a Satz 2 EEG).
- (7) Gemäß § 64g EEG kann die Bundesregierung eine Verordnung erlassen, welche die Vergütung von Anlagen auf Konversionsflächen regelt.

### 5.9.3.2 Vergütung von Strom aus Anlagen im Sinne von § 32 Abs. 2 und 3 EEG

- (1) Der Strom aus Anlagen, die ausschließlich in, an oder auf Gebäuden oder einer Lärmschutzwand angebracht sind, wird nach § 32 Abs. 2 EEG vergütet. Die Vergütung des Stromes erfolgt in Abhängigkeit von der installierten Leistung (kWp) und vom Inbetriebnahmezeitpunkt (vgl. Abschnitt 5.1.4).

Leistungsbereich	≤ 10 kWp	> 10 kWp bis ≤ 40 kWp	> 40 kWp bis ≤ 1 MWp	> 1 MWp bis ≤ 10 MWp
<b>04.2012</b>	19,50	18,50	16,50	13,50
<b>05.2012</b>	19,31	18,32	16,34	13,37
<b>06.2012</b>	19,11	18,13	16,17	13,23
<b>07.2012</b>	18,92	17,95	16,01	13,10
<b>08.2012</b>	18,73	17,77	15,85	12,97
<b>09.2012</b>	18,54	17,59	15,69	12,84
<b>10.2012</b>	18,36	17,42	15,53	12,71
<b>11.2012</b>	17,90	16,98	15,15	12,39
<b>12.2012</b>	17,45	16,56	14,77	12,08

<sup>34</sup> Anzuwendende Inbetriebnahmedefinition ist solche nach § 3 Nr. 5 EEG 2012 (neu)

<sup>35</sup> Anzuwendende Inbetriebnahmedefinition ist solche nach § 3 Nr. 5 EEG 2012 (neu)

<b>01.2013</b>	17,02	16,14	14,40	11,78
<b>02.2013</b>	16,64	15,79	14,08	11,52
<b>03.2013</b>	16,28	15,44	13,77	11,27
<b>04.2013</b>	15,92	15,10	13,47	11,02

*Tabelle 13: Mindestvergütungssätze in ct/kWh für Anlagen gemäß § 32 Abs. 2 EEG*

- (2) Gebäude im obigen Sinne sind ausweislich des § 32 Abs. 4 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“<sup>36</sup>.
- (3) Wenn Gebäude keine Wohngebäude sind und diese im Außenbereich nach § 35 des Baugesetzbuchs errichtet worden sind, gelten die o. g. Vergütungssätze nach § 32 Abs. 2 gemäß § 32 Abs. 3 nur,
1. wenn nachweislich vor dem 01.04.2012,
    - für das Gebäude der Bauantrag oder der Antrag auf Zustimmung gestellt oder die Bauanzeige erstattet worden ist,
    - im Fall einer nicht genehmigungsbedürftigen Errichtung, die nach Maßgabe des Bauordnungsrechts der zuständigen Behörde zur Kenntnis zu bringen ist, für das Gebäude die erforderliche Kenntnissgabe an die Behörde erfolgt ist, oder
    - im Fall einer sonstigen nicht genehmigungsbedürftigen, insbesondere genehmigungs-, anzeige- und verfahrensfreien Errichtung mit der Bauausführung des Gebäudes begonnen worden ist,
  2. das Gebäude im räumlich-funktionalen Zusammenhang mit einer nach dem 31.03.2012 errichteten Hofstelle eines land- oder forstwirtschaftlichen Betriebes steht oder
  3. das Gebäude der dauerhaften Stallhaltung von Tieren dient und von der zuständigen Baubehörde genehmigt worden ist.

<sup>36</sup> Zur gleichlautenden Gebäudedefinition nach § 33 Abs. 3 EEG 2009 vgl. Clearingstelle EEG, Verfahren 2011/10, Link: <http://www.clearingstelle-eeg.de/hinww/2011/10>



Wenn diese Vergütungsvoraussetzungen nicht erfüllt sind, gilt nicht der Vergütungssatz nach § 32 Abs. 2 sondern nach Abs. 1 EEG.

- (8) Nach § 32 Abs. 4 EEG sind Wohngebäude Gebäude, die nach ihrer Zweckbestimmung überwiegend dem Wohnen dienen, einschließlich Wohn-, Alten- und Pflegeheimen sowie ähnlichen Einrichtungen.
- (9) Als Außenbereich nach § 35 Baugesetzbuch werden Gebiete bezeichnet, die
1. weder innerhalb des räumlichen Geltungsbereiches eines Bebauungsplanes nach § 30 Abs. 1 oder 2 BauGB,
  2. noch innerhalb der im Zusammenhang bebauten Ortsteile (§ 34 BauGB) liegen.
- (10) Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie in, an oder auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden, die nach dem 31.03.2012 und vor dem 01.07.2012 nach § 3 Nr. 5 EEG 2012 (neu) in Betrieb genommen worden sind, unterfallen noch der am 31.03.2012 geltendem Fassung des EEG 2012, wenn für die Anlage vor dem 24.02.2012 nachweislich ein schriftliches oder elektronisches Netzanschlussbegehren unter Angabe des genauen Standorts und der zu installierenden Leistung der Anlage gestellt worden ist (§ 66 Abs. 18 Satz 2 EEG).

Leistungsbereich	Vergütung in ct/kWh
≤ 30 kWp	24,43
> 30 kWp bis ≤ 100 kWp	23,23
> 1000 kWp bis ≤ 1 MWp	21,98
> 1 MWp	18,33

*Tabelle 14: Mindestvergütungssätze für Anlagen gemäß § 33 Abs. 1 EEG der bis zum 31.03.2012 geltenden Fassung*

### 5.9.3.3 Marktintegration von PV-Anlagen (§ 33 EEG)

- (1) Die Marktintegration von PV-Anlagen unterscheidet zwischen geförderten, nicht geförderten und beschränkt geförderten Formen der Vermarktung und des Verbrauchs. Gefördert im Sinne der Marktintegration sind Strommengen, die
1. festvergütet werden (§ 16 EEG),

2. mit Marktprämie direktvermarktet werden (§ 33b Nr. 1 EEG) oder
3. zur Erlangung des Grünstromprivilegs direktvermarktet werden (§ 33b Nr. 2 EEG).

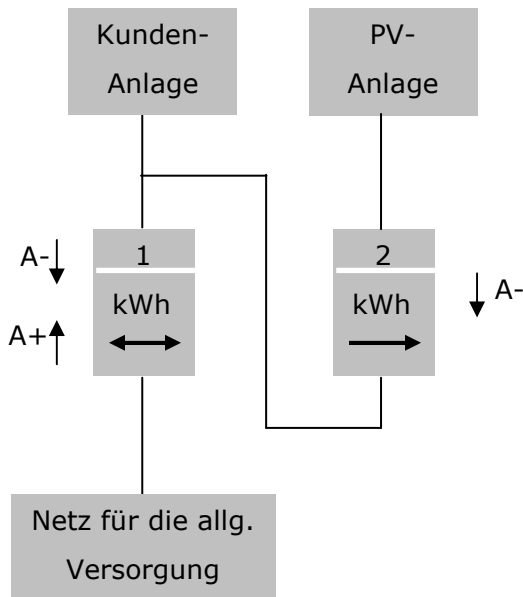
Nicht gefördert sind Strommengen, die

1. vom Anlagenbetreiber oder Dritte in unmittelbarer räumlicher Nähe ohne Netzdurchleitung verbraucht werden (§ 33a Abs. 2 EEG) oder
2. in sonstiger Form direktvermarktet werden (§ 33b Nr. 3 EEG).

- (2) Bei Anlagen mit einer installierten Leistung von größer 10 kWp bis einschließlich 1 MWp, die nach § 32 Abs. 2 oder 3 EEG n. F. vergütet werden, wird die förderfähige Strommenge auf 90 Prozent der insgesamt in diesem Kalenderjahr in der Anlage erzeugten und eingespeisten Strommenge (§ 33 Abs. 1 EEG) begrenzt. Hierbei handelt es sich um die jeweils im Kalenderjahr zuerst eingespeisten geförderten Strommengen. Ziel der Marktintegration ist, dass der Anlagenbetreiber mindestens 10 % der Stromerzeugung selbständig in den Markt integriert, also in einer nicht geförderten Form der Vermarktung selbst verbraucht oder vermarktet. Strommengen einer geförderten Form werden über die 90 % hinausgehend nur reduziert vergütet oder nicht gefördert, soweit sie in das Netz des Netzbetreibers eingespeist werden. Sofern eine registrierende Lastgangmessung vorhanden ist, ist eine viertelstundengenaue Betrachtung zur Abgrenzung notwendig. Die Marktintegration gilt für alle betroffenen Anlagen unabhängig vom Inbetriebnahmedatum der Anlage ab 01.01.2014.
- (3) Wird der Strom, der über die förderfähige Strommenge hinaus in einem Kalenderjahr eingespeist wurde, zum Zweck der Festvergütung nach § 16 EEG eingespeist, verringert sich die Vergütung auf den tatsächlichen Monatsmittelwert des Marktwerts für Strom aus solarer Strahlungsenergie nach (Anlage 4 Nr. 2.4.2 EEG; „MWSolar“). Bei Anlagen ohne registrierende Lastgangmessung findet der Jahresmittelwert des Marktwerts für Strom aus solarer Strahlungsenergie „MWSolar (a)“ Anwendung (§ 33 Abs. 2 EEG).
- (4) Der Anlagenbetreiber hat die in der Anlage im Kalenderjahr erzeugte Strommenge bis zum 28. Februar des Folgejahres nachzuweisen. Dazu muss die erzeugte Strommenge messtechnisch korrekt erfasst werden (§ 33 Abs. 5 EEG). 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**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Die konkreten technischen Anforderungen an Mess- und Steuereinrichtungen sind in der vom BDEW veröffentlichten „Ergänzung zu den TAB 2007“ /29/ enthalten.

- (5) 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.



Vergütung Einspeisung  
nach § 33 Abs. 1 EEG

bei  $(A1-) \leq 0,9 \times (A2-)$ : =  $(A1-)$

bei  $(A1-) \geq 0,9 \times (A2-)$ : =  $0,9 \times (A2-)$

Vergütung Einspeisung  
nach § 33 Abs. 2 EEG

bei  $(A1-) \leq 0,9 \times (A2-)$ : = 0

bei  $(A1-) \geq 0,9 \times (A2-)$ : =  $(A1-) - 0,9 \times (A2-)$

Abbildung 6: Zähleranordnung bei Messung der erzeugten Strommenge

- (6) Erfolgt keine zusätzliche Messung der in der Anlage erzeugten Strommenge, gilt die insgesamt in dem jeweiligen Kalenderjahr aus der Anlage in das Netz eingespeiste Strommenge als erzeugte Strommenge (§ 33 Abs. 5 EEG).
- (7) Anlagenbetreiber dürfen Anlagen über eine gemeinsame Messeinrichtung abrechnen (§ 19 Abs. 2 EEG), soweit alle Anlagen jeweils derselben Begrenzung der vergütungsfähigen Strommenge unterliegen. Dementsprechend dürfen nicht Anlagen, auf die das „PV-Marktintegrationsmodell“ anzuwenden ist, und solche, auf die es nicht anzuwenden ist (z.B. Bestandsanlagen), über dieselbe Sammelmessung messtechnisch erfasst werden. Verstößen Anlagenbetreiber dagegen, verringert sich der Vergütungsanspruch für den gesamten Strom aus allen Anlagen der über die gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet wird, auf den Wert „MWSolar (a)“. Dies gilt bis zum Ablauf des ersten Kalendermonats, der auf die Beendigung des Verstoßes folgt (§ 33 Abs. 4 EEG).

### 5.9.4 Degression

- (1) Die Vergütungssätze verringern sich ab den 01.05.2012 monatlich in Abhängigkeit des Zubaus von Anlagen (§ 20a Abs. 1 EEG).
- (2) Liegt der Zubau im geplanten Korridor von 2.500 bis 3.500 MW pro Kalenderjahr, so beträgt die monatliche Absenkung der Vergütung 1 % (§ 20b Abs. 1 EEG). Bei Zubau außerhalb des Korridors, erhöht bzw. verringert sich die Absenkung.

Zubau/a	Degression/Monat
>7.000 MWp	2,80 %
>6.500 bis ≤7.000 MWp	2,50 %
>5.500 bis ≤6.500 MWp	2,20 %
>4.500 bis ≤5.500 MWp	1,80 %
>3.500 bis ≤4.500 MWp	1,40 %
>2.500 bis ≤3.500 MWp	1,00 %
>2.000 bis ≤2.500 MWp	0,75 %
>1.500 bis ≤2.000 MWp	0,50 %
>1.000 bis ≤1.500 MWp	0,00 %
≤1.000 MWp	-0,50 %

*Tabelle 15: Monatliche Degressionssätze nach § 20a Abs. 1 EEG*

- (3) Die Bundesnetzagentur veröffentlicht monatlich auf ihren Internetseiten die Summe der installierten Leistung (§ 20a Abs. 3 EEG)
1. der im jeweils vorangegangenen Kalendermonat registrierten Anlagen und
  2. aller geförderten Anlagen
- (4) Die entsprechend dem Zubau ermittelte Degression gilt jeweils für drei nacheinander folgende Kalendermonate. Die BNetzA veröffentlicht im Einvernehmen mit dem BMU und dem BMWi im Bundesanzeiger die entsprechend resultierenden Vergütungssätze nach § 32 EEG.
- (5) Für die Ermittlung der monatlichen Degressionen bis einschließlich 01.07.2013 werden die zugebauten installierten Leistungen jeweils auf ein volles Kalenderjahr hochgerechnet (§ 20b Abs. 2 bis 6 EEG).

Zeitpunkt der Absenkung	Degression/ Monat	zu berücksichtigender Zu- bau in
01.05.2012	1 %	
01.06.2012	1 %	-
01.07.2012	1 %	
01.08.2012	1 %	
01.09.2012	1 %	-
01.10.2012	1 %	
01.11.2012	-0,5...2,8 %	07.-09.2012 x 3/12
01.12.2012	-0,5...2,8 %	
01.01.2013	-0,5...2,8 %	
01.02.2013	-0,5...2,8 %	07.-12.2012 x 6/12
01.03.2013	-0,5...2,8 %	
01.04.2013	-0,5...2,8 %	
01.05.2013	-0,5...2,8 %	07.2012-03.2013 x 9/12
01.06.2013	-0,5...2,8 %	
01.07.2013	-0,5...2,8 %	
01.08.2013	-0,5...2,8 %	07.2012-06.2013
01.09.2013	-0,5...2,8 %	
01.10.2013	-0,5...2,8 %	

Tabelle 16: Monatliche Degressionssätze nach § 20a Abs. 1 EEG

- (6) Übersteigt die von der Bundesnetzagentur veröffentlichte Summe der installierten Leistung aller Anlagen erstmals den Wert von 52.000 MW, so verringern sich die Vergütungen der ab diesem Zeitpunkt in Betrieb gehenden Anlagen zum ersten Kalendertag des auf die Veröffentlichung folgenden Monats auf null (§ 20b Abs. 9a EEG).

### 5.9.5 Ersatz von defekten, beschädigten oder gestohlenen Anlagen (§ 32 Abs. 5 EEG)

- (1) Werden Anlagen auf Grund eines technischen Defekts, einer Beschädigung oder eines Diebstahls an demselben Standort ersetzt, gelten die ersatzweise eingebauten Module abweichend von § 3 Nr. 5 EEG bis zur Höhe der vor der Ersetzung an demselben Standort installierten Leistung als zu dem Zeitpunkt in Betrieb genommen, zu dem die ersetzten Anlagen in Betrieb genommen worden sind.

- (2) Werden Anlagen durch Anlagen mit einer höheren installierten Leistung ersetzt, so gelten die Teile der Anlagen, welche über der Leistung der ersetzten Anlagen liegt, als zum Zeitpunkt der Ersetzung in Betrieb genommen, sofern es sich um neue Module handelte. Erfolgt die Ersetzung durch gebrauchte Module, gilt für die übersteigende Leistung das Inbetriebnahmedatum der gebrauchten Module fort.
- (3) Bei Ersetzungsvorgängen ab dem 01.01.2012 bis einschl. dem 31.03.2012 gilt das Inbetriebnahmedatum der ersetzten Module auch für ein überschießendes Leistungsdelta bei den neuen, ersetzenden Modulen (§ 32 Abs. 3 i.V.m. § 33 Abs. 1 Satz 2 EEG 2012 (alt)).
- (4) Die Regelung gilt auch für den Ersatz von Anlagen, welche vor dem 01.01.2012 in Betrieb gesetzt wurden, bzw. für Ersetzungsmaßnahmen vor dem 01.01.2012, allerdings jeweils erst mit Wirkung ab dem 01.01.2012 (§ 66 Abs. 1 Nr. 12 EEG).
- (5) Für die ersetzten Anlagen entfällt der Vergütungsanspruch nach EEG endgültig.

### 5.9.6 Besondere Nachweispflichten für PV-Anlagen

- (1) Alle PV-Anlagen:
  - Meldung der Anlage bei Bundesnetzagentur
- (2) Anlagen nach § 32 Abs. 1 EEG:
  - Nachweis der Anbringung in, an oder auf baulichen Anlagen bzw. Gebäuden, die einen anderen vorrangigen Nutzungszweck als für die Solarstromerzeugung haben (§ 32 Abs. 1 EEG)
  - Kopie des Bebauungsplans mit Verfahrensvermerken und Angaben zugelassenen Nutzungsarten (§ 32 Abs. 1 Nr. 3b EEG) oder Nachweis, dass ein Verfahren nach § 38 BauGB durchgeführt worden ist (§ 32 Abs. 1 Nr. 2 EEG) sowie ggf.
  - Nachweis über die konkrete Belegenheit auf einer der in § 32 Abs. 1 Nr. 3c EEG genannten Flächen
  - Nachweis zu bereits versiegelten bzw. Konversionsflächen (§ 32 Abs. 1 Nr. 3c EEG)
- (3) Anlagen nach § 32 Abs. 2 EEG:
  - Nachweis über Anbringungsart und -ort der Module (§ 32 Abs. 2 und 3 EEG)
  - Nachweis der Eigenschaften des Gebäudes (selbständige Benutzbarkeit, Überdeckung, Begehbarkeit und vorrangiger Nutzungszweck) i.S.v. § 32 Abs. 4 EEG

- Nachweis der Vergütungsfähigkeit für Gebäude im Außenbereich i.S.v. § 32 Abs. 3 EEG
- Weitere Informationen zu rechtlichen Fragestellungen zu Solarstrom stehen für BDEW-Mitglieder in der Energie-Info „Fragen und Antworten zum EEG 2012 – Ausgabe Solarstrom“ vom 7. November 2012 /42/ zur Verfügung.



## 6 Direktvermarktung

### 6.1 Gesetzliche Regelung

- (1) Gemäß § 33a EEG können Anlagenbetreiber den in ihren Anlagen erzeugten Strom an Stelle der Übergabe an den Netzbetreiber nach Maßgabe der §§ 33b bis 33f EEG an Dritte veräußern. Die Veräußerung des erzeugten EE-Stroms gilt nicht als Direktvermarktung, wenn dieser an Dritte veräußert wird und in unmittelbarer Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz für die allgemeine Versorgung geleitet wird.
- (2) Strom, der mit Strom aus mehr als einer Anlage über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet wird, darf nur direkt vermarktet werden, wenn der gesamte über diese Messeinrichtung abgerechnete Strom an Dritte direkt vermarktet wird
- (3) Eine Direktvermarktung kann nach § 33b EEG in den folgenden Formen erfolgen
  1. Direktvermarktung zum Zweck der Inanspruchnahme der Marktprämie
  2. Direktvermarktung zum Zweck der Verringerung der EEG-Umlage durch ein EVU (vgl. § 39 Abs. 1 EEG (Grünstromprivileg) sowie § 66 Abs. 16 EEG)
  3. Sonstige Direktvermarktung
- (4) Die Nutzung der Direktvermarktung in den Varianten des § 33a und § 33b EEG durch den Anlagenbetreiber ist nur zulässig, wenn:
  1. grundsätzlich ein Anspruch auf Vergütung nach § 16 EEG besteht und der Vergütungsanspruch nicht nach § 17 EEG aufgrund von Verstößen des Anlagenbetreibers gegen die dort beschriebenen Anforderungen verringert ist. (s. Kapitel 5.1.2). Biomasseanlagen dürfen aber dennoch in folgenden Fällen direkt vermarkten, auch wenn in diesen Fällen kein regulärer Vergütungsanspruch nach § 16 besteht:
    - die Voraussetzungen nach § 27 Abs. 4 EEG (Wärmenutzungs- oder Gülleeinsatzpflicht) nicht erfüllt sind, oder
    - die installierte Leistung der beschriebenen Anlagen, die nach dem 31.12.2013 in Betrieb genommen worden sind, 750 kW übersteigt (§§ 27 Abs. 3, 27a Abs. 2 und 27c Abs. 3 EEG).
  2. kein vermiedenes Netzentgelt nach § 18 Abs. 1 Satz 1 der Stromnetzentgeltverordnung in Anspruch genommen wird

3. die Anlage, in der der direkt vermarktete Strom erzeugt wird, mit technischen Einrichtungen zur Fernsteuerung der Einspeiseleistung (Einspeisemanagement) sowie für den Abruf der jeweiligen Einspeiseleistung durch den avNB nach § 6 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG ausgestattet ist (s. Kapitel 1.2).
  4. Die gesamte Ist-Einspeisung der Anlage viertelstundenscharf gemessen (RLM-Messung) und bilanziert wird (s. Kapitel 1.2).
  5. Der direkt vermarktete Strom in einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert wird, in dem ausschließlich Strom aus derselben Direktvermarktungsform bilanziert wird. (s. Kapitel 7).
- (5) Neben der vollständigen Direktvermarktung kann der in der Anlage erzeugte Strom nach § 33f EEG auch anteilig auf die verschiedenen Direktvermarktungsformen sowie auf die reguläre EEG-Vergütung aufgeteilt werden. Darüber hinaus muss der angegebene Prozentsatz nachweislich jederzeit eingehalten werden. Das bedeutet, dass der eingespeiste Strom für jede Viertelstunde des Monats nach den festgelegten Anteilen auf Bilanzkreise aufgeteilt und diesen zugeordnet sein muss. Da der Anschlussnetzbetreiber die Bilanzkreisbuchung vornimmt, hat dieser darauf zu achten, dass die prozentuale Aufteilung hierbei eingehalten wird. Ein Mittel zur Umsetzung ist die Aufteilung eines physikalischen Zählpunktes auf zwei oder mehrere virtuelle Zählpunkte, wobei jedem virtuellen Zählpunkt monatlich konstant einen fixer Prozentsatz der Energie des physikalischen Zählpunktes zugeordnet wird.
- (6) Anlagenbetreiber können nach den Festlegungen der Bundesnetzagentur<sup>37</sup>
- den Wechsel in die Direktvermarktung,
  - den Wechsel zurück in die reguläre EEG-Vergütung,
  - den Wechsel zwischen den verschiedenen Formen der Direktvermarktung
  - oder eine Änderung der jeweiligen Direktvermarktungsanteile nur mit Wirkung zum ersten Kalendertag eines Monats vornehmen.
- (7) Ferner ist dies nur möglich, wenn sie dies dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats in dem Verfahren und dem Format übermitteln, die die Netzbetreiber in bundesweit einheitlichen, massengeschäftstauglichen Verfahren vorgegeben haben.<sup>38</sup> Die Anlage

---

<sup>37</sup> BK6-12-153, Beschluss vom 29. Oktober 2012, S. 2, Anlage 1, S. 13

<sup>38</sup> BK6-12-153, Beschluss vom 29. Oktober 2012, S. 1 i.V.m. Anlage 2

bleibt nach den Festlegungen der Bundesnetzagentur, die ab dem 1. Oktober 2013 hinsichtlich bestimmter Wechselfehler gelten,<sup>39</sup> bis zur Vorlage einer erneuten Anzeige in der bisherigen Vermarktungs-/Vergütungsform. Vor der Umsetzung der gewünschten Wechsel prüft der avNB, ob die Voraussetzungen für die Teilnahme an der Direktvermarktung überhaupt erfüllt sind, bzw. ob aufgrund möglicher Fehler im Rahmen der Anmeldung der Direktvermarktung die Anlage zwar in die Direktvermarktung geht, aber trotzdem die Rechtsfolgen nach § 33d Abs. 5 i.V. mit § 33g Abs. 3 EEG 2012 eintreten müssen (Verlust des Anspruchs auf die Marktprämie). Außerdem sind ab dem 1. Oktober 2013 insbesondere hinsichtlich der Wechselfehler die Ausführungen in der Festlegungen der Bundesnetzagentur (BK6-12-153, Beschluss vom 29. Oktober 2012 i.V. mit den Anlagen hierzu) zu beachten.

- (8) Diese Meldepflichten können nach dem allgemeinen Zivilrecht von den Anlagenbetreibern auch auf zwischengeschaltete Händler übertragen werden.
- (9) Für den Zeitraum der Direktvermarktung entfällt für den Anlagenbetreiber einerseits der reguläre EEG-Vergütungsanspruch, andererseits auch die Pflicht den eingespeisten Strom gemäß § 16 Abs. 3 EEG dem avNB zur Verfügung zu stellen. Bei anteiliger Direktvermarktung gilt dies nur in Höhe des Prozentsatzes des direktvermarkteten Stroms. Der Vergütungsanspruch gemäß § 16 besteht ausschließlich für den Anteil des Stroms, der nicht direkt vermarktet wird.
- (10) Anlagenbetreiber können nach § 33c Abs. 2 Nr. 1 lit. b EEG i.V.m. § 18 Abs. 1 Satz 3 StromNEV für den im Rahmen des Marktprämienmodells (§33b Nr. 1 EEG) und im Rahmen des Grünstromprivilegs (§ 33b Nr. 2 EEG) direkt vermarkteten Anteil des erzeugten Stroms keine **vermiedenen Netzentgelte** nach § 18 StromNEV in Anspruch nehmen. Bei sonstiger Direktvermarktung (§ 33b Nr. 3 EEG) werden vNE für den direkt vermarkteten Anteil des erzeugten Stroms durch den aufnehmenden Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber ausgezahlt. Gemäß § 35 Abs. 2 EEG i.V.m. § 18 Abs. 1 Satz 3 Nr. 1 StromNEV in der ab dem 01.01.2012 geltenden Fassung werden die vermiedenen Netzentgelte, die nicht an den Anlagenbetreiber gewährt werden, an die vorgelagerten ÜNB ausgezahlt, ebenso wie die vermiedenen Netzentgelte, die für den nach dem EEG vergüteten Strom dem Anlagenbetreiber nicht gewährt werden. Für die Berechnung der vermiedenen Netzentgelte wird auf den entsprechenden Leitfaden /61/ verwiesen.

---

<sup>39</sup> BK6-12-153, Beschluss vom 29. Oktober 2013, S. 1, Anlage 1, S. 13

- (11) Verstößt der Anlagenbetreiber beim **Wechsel von der EEG-Vergütung oder von einer anderen Form der Direktvermarktung in die Marktprämie** gegen den einheitlichen Prozentsatz des Vermarktungsanteils bei mehreren Anlagen mit einer gemeinsamen Messeinrichtung gemäß 6.1 (2), gegen die Voraussetzungen z.B. für das Einspeisemanagement (Ausrüstung mit technischen Einrichtungen) nach 6.1 (4) bzw. gegen die Meldefristen und -formate nach 6.1 (7) entfällt nach § 33g Abs. 3 EEG der Anspruch des Anlagenbetreibers auf die Zahlung einer Marktprämie. Der Anspruchsverfall gilt bis zum Ablauf des dritten Kalendermonats, der auf die Beendigung dieser Verstöße folgt.
- (12) Verstößt der Anlagenbetreiber beim **Wechsel von der EEG-Vergütung in das Grünstromprivileg** gegen die Voraussetzungen nach 6.1 (2), 6.1 (4) bzw. Meldepflichten nach 6.1 (7), darf der aus der Anlage in das Netz eingespeiste Strom nach § 39 Abs. 2 EEG nicht bei der Ermittlung des Anspruchs der betroffenen EVU auf Verringerung der EEG-Umlage (Grünstromprivileg) für den gesamten Kalendermonat berücksichtigt werden.
- Erfolgt im Falle einer **anteiligen Direktvermarktung** keine bzw. eine verspätete Mitteilung der Prozentsätze an den Netzbetreiber bzw. werden die gemeldeten Prozentsätze nicht zu jeder Zeit eingehalten, so verringert sich der Vergütungsanspruch für den nicht direkt vermarkteten Strom bis zum Ablauf des dritten Kalendermonats, der auf die Beendigung des Verstoßes folgt, auf den tatsächlichen Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts nach Nummer 1.1. der Anlage 4 zum EEG (s. Kapitel 6.1.1 (4)).
- (13) Werden im Falle eines **Wechsels von der Direktvermarktung zurück in die EEG-Vergütung** die Meldefristen und -formate nach Maßgabe des § 33d Abs. 2 i.V.m. § 33d Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 4 EEG nicht eingehalten, so verringert sich gemäß § 17 Abs. 3 EEG der Vergütungsanspruch für den nicht direkt vermarkteten Strom bis zum Ablauf des dritten Kalendermonats, der auf die Beendigung der Direktvermarktung folgt, auf den tatsächlichen Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts.
- (14) Die ursprünglich in §§ 33g Abs. 3, 33d Abs. 2 bzw. §§ 39 Abs. 2, 33d Abs. 2 EEG 2012 niedergelegte Sanktionierung von Verstößen gegen Fristen im Wechselprozess ist durch die Festlegung der BNetzA (BK6-12-153, Beschluss vom 29. Oktober 2012 i.V. mit den Anlagen hierzu) mit der dort niedergelegte Zurückweisung des beabsichtigten nicht fristgerecht angezeigten Wechsels überholt.

- (15) Der Zeitraum, in dem Strom aus einer Anlage direkt vermarktet wird, wird auf die Vergütungsdauer nach § 21 Abs. 2 EEG angerechnet (§ 33e EEG). Die Dauer, für die das EEG gemäß § 21 Abs. 2 EEG den Vergütungsanspruch für eine Anlage insgesamt gewährt, verlängert sich dadurch allerdings nicht um die Zeiträume, in denen der erzeugte Strom direkt vermarktet wird.
- (16) Für die Strommengen, die nicht direkt vermarktet werden, ist die **für die Ermittlung der EEG-Vergütung nach den §§ 23 bis 28 EEG 2012 relevante** „Bemessungsleistung“ auf Grundlage des **gesamten** in dem betreffenden Kalenderjahr erzeugten Stroms zu berechnen, unabhängig von der späteren Verwendung der eingespeisten Strommenge zum Zweck der Direktvermarktung (vgl. Kapitel 5.1.5). Somit sind sowohl die direkt vermarktete Strommenge sowie die Zeiträume der Direktvermarktung gemäß § 33e Satz 2 zu berücksichtigen. Dies gilt analog auch für die Berechnung der vermiedenen Netzentgelte.

### 6.1.1 Marktprämie

- (1) Der Anlagenbetreiber kann bei Direktvermarktung nach § 33b Nr. 1 (Direktvermarktung zur Erlangung der Marktprämie) für den tatsächlich eingespeisten und von einem Dritten abgenommenen Strom von dem avNB die Zahlung einer Marktprämie verlangen. Die Direktvermarktung in die Marktprämie von Strom, der nach § 8 Abs. 2 EEG kaufmännisch-bilanziell eingespeist wird, ist ebenfalls möglich.
- (2) Die Höhe der anlagenspezifischen Marktprämie wird kalendermonatlich rückwirkend für den Vormonat ermittelt. Hierzu besteht die gesetzliche Verpflichtung, die Größe der im jeweiligen Monat nach § 33b Nr. 1 EEG direktvermarkteten Strommenge dem avNB bis zum zehnten Werktag des Folgemonats zu übermitteln. Sofern der avNB Messstellenbetreiber ist, liegen ihm die Energiemengen über die Auslesung des rLM-Zählers vor. Die Pflicht der Übermittlung durch den Anlagenbetreiber entfällt dann, wenn der Netzbetreiber als Messstellenbetreiber dem Anlagenbetreiber gegenüber zur Ausübung dieser Pflicht vertraglich verpflichtet ist.
- (3) Die Höhe der anlagenspezifischen Marktprämie wird nach Anlage 4 EEG anhand der für den jeweiligen Kalendermonat tatsächlich festgestellten oder berechneten Werte (Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwertes, energieträgerspezifische Managementprämie, anlagenspezifische EEG-Einspeisevergütung nach § 33h EEG „anzulegender Wert“ konkretisiert) nach folgender Berechnungsvorschrift ermittelt:

Marktprämie [ct/kWh] = Einspeisevergütung [ct/kWh] – (Marktwert [ct/kWh] + Managementprämie [ct/kWh])

- (4) Die energieträgerspezifischen Marktwerte werden monatlich von den rÜNB ermittelt und im Internet unter [www.eeg-kwk.net](http://www.eeg-kwk.net) veröffentlicht (s. Kapitel 1.4).
- (5) Die Höhe der energieträgerspezifischen Managementprämie ist in Anlage 4 zum EEG geregelt. In Verbindung mit der Managementprämienverordnung (MaPrV)<sup>40</sup>, die seit ihrem Inkrafttreten am 01.01.2013 gilt, gelten die Sätze gemäß Tabelle 17.

Jahr	Wasser, Biomasse, Gase, Geothermie	Wind Onshore	Wind Offshore	Solar
2012	0,30	1,20	1,20 <sup>41</sup>	1,20
2013	0,275	0,65	0,65	0,65
2014	0,25	0,45	0,45	0,45
ab 2015	0,225	0,30	0,30	0,30

Tabelle 17: Sätze der Managementprämienverordnung in ct/kWh

Die Managementprämie für Strom aus fernsteuerbaren Wind- und Solaranlagen beträgt nach der Managementprämienverordnung abweichend von obiger Tabelle

- im Jahr 2013: 0,75 Cent pro Kilowattstunde,
- im Jahr 2014: 0,60 Cent pro Kilowattstunde
- ab dem Jahr 2015: 0,50 Cent pro Kilowattstunde.

Die Sätze gelten mit Beginn des Kalendermonats, der auf den Zeitpunkt folgt, an dem die Anforderungen an fernsteuerbare Anlagen nach § 3 Absatz 1 der MaPrV erstmals erfüllt wurden.

<sup>40</sup> "Verordnung über die Höhe der Managementprämie für Windenergie und solare Strahlungsenergie (Managementprämienverordnung – MaPrV)" vom 2. November 2012, BGBl. I, S. 2278.

<sup>41</sup> Für Strom aus Offshore-Wind-Anlagen, der vor dem 01.01.2013 erzeugt wurde, gilt die Managementprämie für Onshore-Wind-Anlagen.

- (6) § 3 Absatz 1 der MaPrV definiert zwei Voraussetzungen für die höhere Managementprämie bei Solar- und Windanlagen:
1. Vorhaltung von technischen Einrichtungen, mit denen ein Dritter, an den der Strom direkt vermarktet wird, jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen und die Einspeiseleistung ferngesteuert reduzieren kann.
  2. Dritte zu befugen, diese technischen Einrichtungen jederzeit zur bedarfsgerechten Einspeisung zu nutzen.

Das Recht des Netzbetreibers zur Durchführung von Maßnahmen zum Einspeisemanagement darf hierdurch nicht eingeschränkt werden.

- (7) Hinsichtlich der Erfüllbarkeit der technischen Anforderungen insbesondere im Zusammenhang mit der Nutzung von Smart Metern (Anforderungen nach § 3 Abs. 3 MaPrV) wird auf die BDEW-Hinweise zur Anwendung der „Verordnung über die Höhe der Managementprämie für Strom aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie (Managementprämienverordnung – MaPrV)“ vom 02.11.2012 verwiesen /24/. Die anlagenspezifische Einspeisevergütung (anzulegender Wert) entspricht derjenigen, die tatsächlich vom Anlagenbetreiber in Anspruch genommen werden könnte und ist somit auf Basis der tatsächlichen Mengen und unter Berücksichtigung der Leistungsstufen sowie der §§ 17 bis 21 EEG zu ermitteln. Betreiber von Biogas- und Biomethananlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 750 kW und bei Inbetriebnahme ab dem 01.01.2014 haben keinen Anspruch auf Zahlung der EEG-Mindestvergütung mehr. Sie dürfen den in diesen Anlagen erzeugten Strom aber direkt vermarkten (vgl. § 33c Abs. 3 EEG i.V.m. §§ 27 Abs. 3 und 4, 27a Abs. 2 und 27c Abs. 3 EEG). Als Bemessungswert kann also formal nicht der EEG-Vergütungssatz angewendet werden. Es wird daher der fiktive Wert nach den EEG-Vergütungssätzen herangezogen.

### 6.1.2 Flexibilitätsprämie

- (1) Betreiber von Biogasanlagen haben für die im Rahmen der Marktprämie erzeugten Strommenge Anspruch auf eine Flexibilitätsprämie<sup>42</sup>, soweit diese eine zusätzliche Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung bereitstellen und die folgenden Voraussetzungen erfüllen:

---

<sup>42</sup> ggf. besteht dieser Anspruch auch im Rahmen sonstiger Direktvermarktung. Weitere Informationen siehe BDEW „Fragen und Antworten zum EEG 2012“, Ausgabe Direktvermarktung

1. Der gesamte in der Anlage erzeugte Strom wird direkt vermarktet, jedoch nicht im Rahmen des Grünstromprivilegs (d.h. nur zur Erlangung der Marktprämie oder als sonstige Direktvermarktung),
  2. ein Anspruch auf EEG-Einspeisevergütung besteht, welcher nicht nach § 17 EEG verringert ist,
  3. die Bemessungsleistung der Anlage beträgt mindestens das 0,2-fache der installierten Leistung der Anlage,
  4. eine Meldung des Standortes, der installierten Leistung und der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie an die Bundesnetzagentur bzw. Anlagenregister ist erfolgt und
  5. ein Umweltgutachter – zugelassen für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien – hat die technische Eignung der Anlage für den zum Anspruch auf die Flexibilitätsprämie erforderlichen bedarfsorientierten Betrieb bescheinigt.
- (2) Die Anlagenbetreiber sind verpflichtet dem Netzbetreiber die erstmalige Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie vorab, d.h. vor Beginn des Vormonats mitzuteilen. Sie wird für die Dauer von zehn Jahren gewährt. Die Frist beginnt mit dem ersten Tag des zweiten auf die Meldung folgenden Kalendermonats (Folgefollgemonat). Zur Frage, ob eine Unterbrechung der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie zum dauerhaften Verlust der Prämie führt, wird auf die Energie-Info „Fragen und Antworten zum EEG 2012 – Ausgabe Direktvermarktung“ vom 7. November 2012 /41/ (S. 62f.) verwiesen.
- (3) Die Flexibilitätsprämie ist nicht an die Auszahlung einer Marktprämie gekoppelt und wird auch dann gewährt, wenn der Strom zwar nach § 33b Nr. 1 EEG vermarktet wird, jedoch gemäß § 33g Abs. 3 EEG kein Anspruch auf Zahlung einer Marktprämie besteht.
- (4) Der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie bleibt auch dann bestehen, wenn der erzeugte Strom teilweise im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung (§ 33c Nr. 3 EEG) vermarktet wird. Zur Frage, ob die Flexibilitätsprämie auch für diese Strommengen ausgezahlt wird oder nur für die Strommengen, die nach § 33b Nr. 1 EEG direkt vermarktet werden, wird auf die Energie-Info „Fragen und Antworten zum EEG 2012 – Ausgabe Direktvermarktung“ vom 7. November 2012 /41/ (S. 61f.) verwiesen.
- (5) Die tatsächliche Höhe der Flexibilitätsprämie kann immer erst nach Ablauf des Kalenderjahres bestimmt werden. Die Höhe der Flexibilitätsprämie wird kalenderjährlich



für die jeweils zusätzlich bereitgestellte installierte Leistung wie folgt gemäß Anlage 5 EEG berechnet:

- Flexibilitätsprämie FP [ct/kWh] =  $\frac{P_{Zusatz} * KK * 100 \frac{ct}{\text{€}}}{P_{Bem} * 8.760h}$  mit
- „Kapazitätskomponente“  $KK = 130 \text{ €/kW}$ ,
- „Korrekturfaktor“  $f_{Kor} = 1,6$  für Biomethan; 1,1 sonstige Biogase
- „Zusatzleistung“  $P_{Zusatz} = \min \{P_{inst} - (f_{Kor} * P_{Bem}); 0,5 P_{inst}\}$
- „Bemessungsleistung“  $P_{Bem} = \frac{\text{Jahresarbeitsmenge}}{\text{Summe der vollen Stunden des Jahres}}$ <sup>43</sup>

Hinweis: Im ersten und im letzten Kalenderjahr der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie werden nur die in den Kalendermonaten der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie erzeugten Kilowattstunden und nur die vollen Zeitstunden dieser Kalendermonate berücksichtigt.

- Für den Fall, dass die Bemessungsleistung der Anlage weniger als das 0,2-fache der installierten Leistung der Anlage beträgt, entfällt der Anspruch auf Flexibilitätsprämie ( $P_{Zusatz} = 0$ )
  - Rechnerisch kann sich ein negativer Wert für  $P_{Zusatz}$  und damit auch für die Flexibilitätsprämie ergeben. In diesem Fall ist die Flexibilitätsprämie auf null zu begrenzen.
- (6) Die Flexibilitätsprämie erhalten gemäß § 66 Abs. 1 Nr. 11 EEG auch Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas, die vor dem 01. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, wenn für den gesamten in der Anlage erzeugten Strom dem Grunde nach ein Vergütungsanspruch besteht. Dies gilt vorbehaltlich einer Rechtsverordnung nach § 64f Nr. 4 EEG, die ggf. andere Berechnungsgrundlagen für die Prämien von Bestandsanlagen (Inbetriebnahme vor dem 01.01.2012) vorgeben kann.

### 6.1.3 Abschläge

- (1) Auf die zu erwartenden Zahlungen für Markt- bzw. der Flexibilitätsprämie sind in angemessenem Umfang monatliche Abschläge nach § 33g Abs. 2 Satz 3 EEG bzw. § 33i Abs. 2 Satz 3 EEG zu leisten. Eine Aufrechnung (Aufhebung einer Forderung

---

<sup>43</sup> abzüglich der vollen Stunden vor der erstmaligen Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien durch die Anlage und nach endgültiger Stilllegung der Anlage (vgl. § 3 Nr. 2a EEG).

durch eine Gegenforderung) der Markt- bzw. der Flexibilitätsprämie mit einer Forderung des avNB ist nur zulässig, soweit die Forderung des Netzbetreibers unbestritten oder rechtskräftig festgestellt ist (vgl. § 22 Abs. 1 EEG i.Vm. § 33g Abs. 4 EEG bzw. § 33i Abs. 5 EEG).

## 6.2 Datenaustausch zwischen Anlagenbetreiber und avNB

- (1) Für die Abwicklung der Wechsel zwischen Einspeisevergütung und Direktvermarktung bzw. zwischen verschiedenen Formen der Direktvermarktung ist die Festlegung der Bundesnetzagentur zu „Marktprozessen für Einspeisestellen (Strom)“ vom 29. Oktober 2012 maßgeblich (BK6-12-153). Der ergangene Beschluss trifft verbindliche Festlegungen für die von den Netzbetreibern nach § 33d Abs. 3 EEG zur Verfügung zu stellenden bundesweit einheitlichen, massengeschäftstauglichen Verfahren. Für eine Übergangszeit vom 19. November 2012 bis zum 30. September 2013 haben Netzbetreiber Meldungen, die nach Anlage 2 des Beschlusses mitgeteilt werden, entgegenzunehmen, zu bearbeiten und zu bestätigen. Ab dem 1. Oktober 2013 gelten die „Marktprozesse für Einspeisestellen (Strom)“ sowie Vorgaben zur Rückzuordnung von EEG-Erzeugungsanlagen in die gesetzliche Förderung dann vollständig. Soweit die Festlegungen keine explizite Regelung treffen, sollen im Übrigen die Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE) gelten, soweit sie sinngemäß anwendbar sind.
- (2) Um eine Berücksichtigung der Direktvermarktung im gesamten EEG-Prozess zu ermöglichen, sind Angaben vom Anlagenbetreiber bzw. durch den vom Anlagenbetreiber bevollmächtigten stromaufnehmenden Lieferanten an den avNB erforderlich, die eine eindeutige Identifizierung der Anlage ermöglichen. Diese sind gemäß § 33d Abs. 2 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)
  - Formen der Direktvermarktung nach § 33b EEG, in die gewechselt wird
  - Prozentsatz, zu dem der erzeugte Strom in der jeweiligen Form im Sinne des § 33b EEG direkt vermarktet wird (vgl. § 33f Abs. 1 Nr. 1 EEG)
  - Name, Sitz und Marktpartner-ID<sup>44</sup> des stromaufnehmenden Lieferanten<sup>45</sup>

---

<sup>44</sup> ILN oder BDEW-Codenummer

- Bilanzkreis (EIC) für direkt vermarkteten Strom zwecks Zuordnung des Zählpunktes inkl. Zuordnungsermächtigung vom Bilanzkreisverantwortlichen (BKV)
  - Nach § 33i Abs. 3 EEG: Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie entweder unter Angabe der Gasart (Biomethan oder sonstiges Biogas) sowie der (voraussichtlichen) Bemessungsleistung oder unter Angabe der nach Maßgaben der Anlage 5 EEG (voraussichtlich) zusätzlich bereitgestellten installierten Leistung für die bedarfsorientierte Erzeugung ( $P_{\text{Zusatz}}$ )
- (3) Eine Änderung des Prozentsatzes der jeweiligen Form der Direktvermarktung, der Bilanzkreise 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 in der jeweiligen Form (immer der erste Kalendertag eines Monats)
  - neuer Prozentsatz für die jeweilige Form
  - Marktpartner-ID des betreffenden Lieferanten
  - betreffender Bilanzkreis (EIC)
  - Zählpunktbezeichnung
- Dabei ist sicherzustellen, dass anhand der Meldung eine eindeutige Identifizierung der Anlage möglich ist.
- (4) Zur erneuten vollständigen Geltendmachung des Vergütungsanspruchs nach EEG durch Wechsel in das System der festen Einspeisevergütung gemäß § 33d Abs. 1 Nr. 3 EEG (Beendigung der Direktvermarktung) ist gemäß § 33d Abs. 2 i.V.m. § 33f Abs. 1 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).
- (5) Gemäß § 33d Abs. 3 EEG müssen die avNB unverzüglich, spätestens jedoch ab dem 01.01.2013, für den Wechsel von Anlagen im Sinne der Abs. 1 und 2 bundesweit ein-

---

<sup>45</sup> gem. GPKE wird der Stromhändler in seiner „Rolle“ als stromaufnehmender Lieferant über eine Marktpartner ID identifiziert.

heitliche, massengeschäftstaugliche Verfahren einschließlich Verfahren für die vollständig automatisierte elektronische Übermittlung und Nutzung der Meldungsdaten zur Verfügung stellen, die den Vorgaben des Bundesdatenschutzgesetzes genügen. Für eine Übergangszeit vom 19.11.2012 bis zum 30.09.2013 gelten die Festlegungen der Bundesnetzagentur (BK6-12-153) gemäß des Beschlusses vom 29.10.2012 in Verbindung mit Anlage 2.

### **6.3 Datenaustausch zwischen stromaufnehmendem Lieferant/BKV und avNB**

Hinsichtlich der Abwicklung der für die Direktvermarktung erforderlichen Meldungen zwischen Lieferanten/BKV und avNB ist der Beschluss der Bundesnetzagentur zu Marktprozessen für Einspeisestellen (Strom) (BK6-12-153, Beschluss und Anlage 1), den Rahmenprozessen zur Bilanzkreisabrechnung (BK6-07-002) sowie die Vorgaben der GPKE (BK6-06-009) zu berücksichtigen, soweit diese nach der Festlegung BK6-12-153 sinngemäß anwendbar sind.

Bei der Umsetzung der Direktvermarktung über das Marktprämienmodell bzw. das Grünstromprivileg sind für die geforderte gesonderte Bilanzierung der Mengen Bilanzkreise beim BDEW ([http://www.bdeu.de/internet.nsf/id/DE\\_EIC-Antragsformular](http://www.bdeu.de/internet.nsf/id/DE_EIC-Antragsformular)) von dem BKV zu beantragen. Bei der Namensgebung sollte folgende Namenskonvention verwendet werden:

- Direktvermarktung gem. § 33b Nr. 1 EEG (Marktprämienmodell) 11XMPM...
- Direktvermarktung gem. § 33b Nr. 2 EEG (Grünstromprivileg) 11XGSP...

### **6.4 Datenaustausch zwischen avNB und rÜNB**

- (1) Der avNB übermittelt auf Basis des § 47 Abs.1 EEG eine monatliche Zuordnung der direkt vermarkteten Anlagen zu den verschiedenen Direktvermarktungstypen in % an den rÜNB.
- (2) Bei den Direktvermarktungsmeldungen vom avNB an den rÜNB sind unten aufgeführte Angaben zwingend erforderlich, sofern dem rÜNB diese Informationen nicht im Rahmen anderer Meldungen des avNB bereits vorliegen. Im Falle einer anteiligen Direktvermarktung nach § 33f EEG ist für jeden der Bilanzkreise, dem die Anlage zugeordnet ist, eine eigenständige Meldung abzugeben.
  - Anlagenschlüssel
  - Energieträger

- installierte Leistung der sich in der Direktvermarktung befindlichen EEG-Anlagen; bei Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie gesamte installierte Leistung d.h. incl. der evtl. zusätzlich installierter Leistung
  - Anteil DV für Marktprämie (nach § 33b Nr. 1 EEG)
  - Anteil DV für Grünstrom (nach § 33b Nr. 2 EEG)
  - Anteil DV für Sonstiges (nach § 33b Nr. 3 EEG)
  - Bilanzkreis (EIC) für die direkt vermarkteten Strommengen
  - Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie entweder unter Angabe der Gasart (Biomethan oder sonstiges Biogas) sowie der (voraussichtlichen) Bemessungsleistung oder unter Angabe der nach Maßgaben der Anlage 5 EEG (voraussichtlich) zusätzlich bereitgestellten installierten Leistung für die bedarfsorientierte Erzeugung ( $P_{\text{Zusatz}}$ )
- (3) Die Bundesnetzagentur hat für den Datenaustausch zwischen avNB und rÜNB folgende Festlegung getroffen (Festlegungsverfahren für Marktprozesse für Einspeisestellen (Strom), Beschluss BK6-12-153 vom 29. Oktober 2012, Tenorziffer 5):
- „Die Netzbetreiber haben ab dem 01.12.2012 alle Meldungen über die im Folgemonat in der Direktvermarktung befindlichen EEG-Anlagen jeweils bis zum Ablauf des 9. WT eines Monats, jedoch spätestens bis zum 15. Kalendertag, gegenüber dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) abzugeben. Inhalte, Struktur und Format der Meldung gibt der jeweilige ÜNB vor. Die beim ÜNB vorliegende Datenlage ist für die Ermittlung der durch den ÜNB zu vermarktenden Energiemengen maßgeblich.“*
- Um die Erstellung einer zuverlässigen Prognose für die Vermarktung von EEG-Mengen durch die rÜNB und die von ihnen beauftragten externen Prognoseanbieter gewährleisten zu können, ist es erforderlich, die installierte Leistung der sich in der Direktvermarktung befindlichen EEG-Anlagen von der gesamten EEG-Einspeiseleistung der jeweiligen Regelzone in Abzug zu bringen. Ein Ausbleiben der Direktvermarktungsmeldung an den rÜNB führt zeitgleich zu einer doppelten Vermarktung der Strommengen durch den Direktvermarkter und den rÜNB. Eine Rückabwicklung der aufgrund von Falschmeldungen bzw. verspäteten Direktvermarktungsmeldungen des avNB an den rÜNB entstehenden Differenzen im EEG-Bilanzkreis ist je nach Zeitpunkt der Korrektur gar nicht oder nur unter erheblichem Aufwand möglich. Daher ist die fristgerechte Übermittlung der direkt vermarkteten Anlagen durch den avNB an den rÜNB zwingend notwendig (vgl. Beschluss BK6-12-153 vom 29. Oktober 2012, S. 21f).

- (4) Zur Vergütung der Marktprämie durch den avNB ist eine Mitteilung des energieträgerspezifischen Referenzmarktwertes vom rÜNB an den avNB erforderlich. Zu diesem Zweck veröffentlichen die rÜNB diesen Wert auf der Internetseite ([www.eeg-kwk.net](http://www.eeg-kwk.net)) bis zum 10. Werktag des Folgemonats (Anlage 4 EEG unter Nr. 3.2). Der Referenzmarktwert berechnet sich wie folgt:
- Bei Wind (ab 01.01.2013 getrennt nach on- und offshore) und Photovoltaik:
    - jeweils mengengewichteter Mittelwert EPEX Spot – Managementprämie
    - Bestimmung durch die ÜNB basierend auf Online-Hochrechnungswerten (Abstimmung mit der BNetzA noch erforderlich)
  - Bei übrigen (steuerbaren) Energieträgern:
    - Monatsmittelwert EPEX-Spot – Managementprämie
- (5) Vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber sind im Rahmen des Belastungsausgleichs auch zur Vergütung der Prämien verpflichtet, welche die avNB nach den §§ 33g und 33i EEG an den Anlagenbetreiber gezahlt haben (§ 35 Abs. 1a EEG).
- Weitere Informationen zu rechtlichen Fragestellungen zur Direktvermarktung, insbesondere zu den Rechtsfolgen von Wechselfehlern, stehen für BDEW-Mitglieder in der Energie-Info „Fragen und Antworten zum EEG 2012 – Ausgabe Direktvermarktung“ vom 7. November 2012 /41/ zur Verfügung.

## 7 Ausgleichsmechanismus und Jahresabrechnung

Die nachfolgende Abbildung gibt den grundsätzlichen EEG-Ausgleichsprozess ab 01.01.2010 schematisch wieder. Die Ausgleichszahlungen zwischen ÜNB, VNB und EEG-Anlage bei Direktvermarktung nach § 33b Nr. 1 und 2 EEG 2012 werden hier aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht dargestellt.

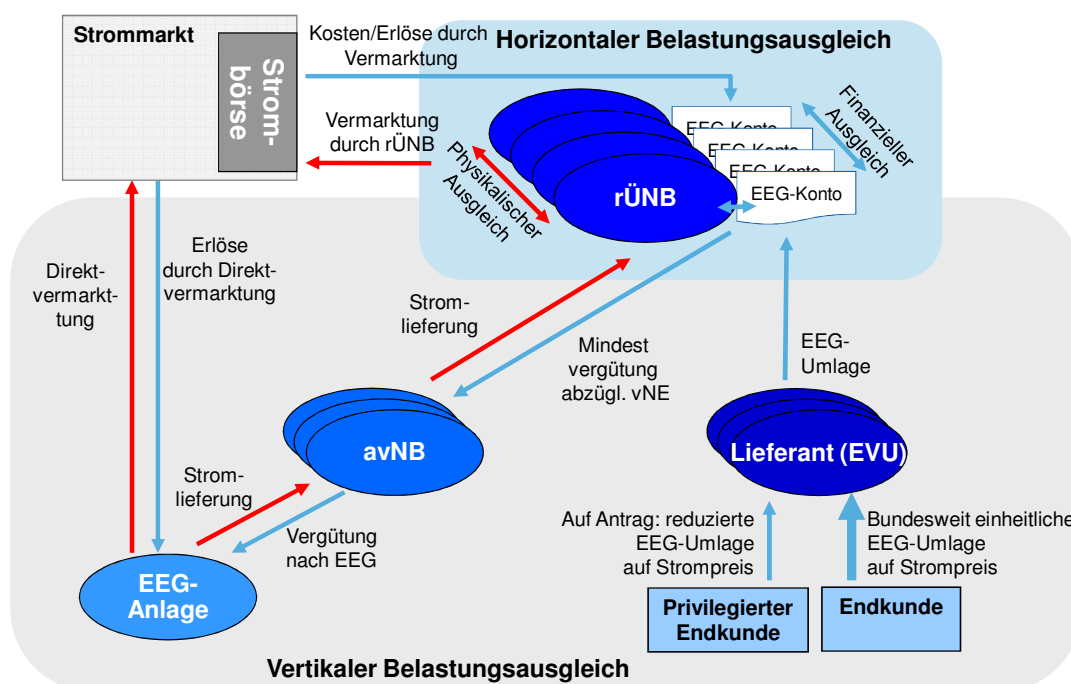


Abbildung 7: EEG-Ausgleichsmechanismus ab Januar 2010 (ohne Grünstromprivileg und Solarstrom-Eigenverbrauch)

### 7.1 Der EEG-Aufnahmeprozess

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

- (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) Netzbetreibern mit bis zu 100.000 Kunden wird empfohlen einen eigenen gesonderten EEG-Bilanzkreis je Bilanzierungsgebiet zu führen. Nur auf diese Weise kann eine ordnungsgemäße Überführung der Energiemengen zum rÜNB (vgl. 7.1.2) sichergestellt werden. Dies gilt insbesondere dann, wenn im entsprechenden Bilanzierungsgebiet neben der nach dem EEG vergüteten Einspeisungen auch noch Einspeisungen aus der sonstigen Direktvermarktung nach § 33b Nr. 3 EEG oder nicht förderfähige EE-Einspeisungen erfolgen und diese im Rahmen der Umsetzung der Herkunftsnachweisverordnung – HkNV /19/ mit den EEG-Zeitreihentypen bilanziert werden.
- (4) In der Anlage zum Beschluss BK6-07-002 /13/ der Bundesnetzagentur (MaBiS) regelt Punkt 1.2.4, dass auch Netzbetreiber, die nicht unter § 11 StromNZV fallen, einen Bilanzkreis für die Aufnahme der EEG-Mengen benennen müssen. Das kann auch der Bilanzkreis sein, der auch der Zuordnung von Restmengen (Verlustmengen, Differenzmengen, Deltazeitreihen) 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 sichergestellt, 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.
- (5) 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 rÜNB in seiner Rolle als Bilanzkoordinator (BIKO) abzu-



rechnenden Hauptbilanzkreis oder auch als Unterbilanzkreis<sup>46</sup> 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.

- (6) Bereits mit der Einführung des EEG 2009 wurde auf einen zweistufig ausgestalteten Aufnahmeprozess abgestellt. Die direkte Zuordnung von EEG-Einspeisungen unterlagerter Netze zu einem ÜNB-Bilanzkreis ist daher nicht möglich und wurde durch die Einrichtung der EEG-(Unter-)Bilanzkreise des avNB abgelöst.
- (7) Die Zuordnung der Einspeisungen der EEG-Anlagen zu dem aufnehmenden BK erfolgt durch den avNB energieartenscharf und sortenrein<sup>47</sup> 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
1. EEG-Strommengen aus EEG-Anlagen mit registrierender 1/4-h-Lastgangzählung
  2. EEG-Strommengen aus Erzeugungsanlagen ohne 1/4-Lastgangzählung
    - mittels eines synthetischen Einspeiseprofiles (SEP) oder
    - mittels eines tagesparameterabhängigen (TEP) Einspeiseprofiles.
- Ein SEP ist durch den avNB entsprechend branchenüblicher Verfahren (z. B. gemäß Beschreibung in BDEW-Handlungsempfehlung „EEG/KWKG-Einspeisepprofile“ /59/) mit dem Ziel der möglichst realitätsnahen Abbildung des tatsächlichen Lastgangs zu ermitteln.
- (8) Diese Einspeisezeitreihen werden im Rahmen der Energiemengenbilanzierung an den BIKO (rÜNB) unter Beachtung der jeweils gültigen Regeln übermittelt.
- (9) 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:
1. Angestrebt werden Referenzmessverfahren für Solarstromeinspeisungen; die Entscheidung über die Ausgestaltung der Verfahren obliegt den jeweiligen avNB;

---

<sup>46</sup> in der Regelzone TransnetBW Führung als Bilanzkonto

<sup>47</sup> Drei Sorten von Einspeisezeitreihen werden unterschieden:

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

Netzbetreiber mit starker PV-Strom-Einspeisung haben entsprechend der Aufforderung der BNetzA bereits zum 01.04.2011 Referenzmessverfahren in ihren Netzgebieten eingeführt.

2. Übergangsweise bis zur flächendeckenden Implementierung von Referenzmessverfahren sind die PV-Einspeiseprofile spätestens seit dem 01.03.2011 zumindest dahingehend zu verbessern, dass sie monatlich unter Berücksichtigung von täglichen Sonnenaufgangs- und -untergangszeiten angepasst werden. Seit Beginn des Jahres 2011 dürfen keine Bandprofile für Solarstrom-Einspeisungen mehr verwendet werden. Der BDEW stellt im Mitgliederbereich seiner Internetseite hierzu ein Berechnungstool /60/ bereit.

Die so ermittelten Profile werden als TEP verwendet.

- (10) Gemäß 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 Lieferung der vom avNB aufgenommenen EEG-Strommengen an den 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 ¼-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 avNB und rÜNB 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 rÜNB 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:

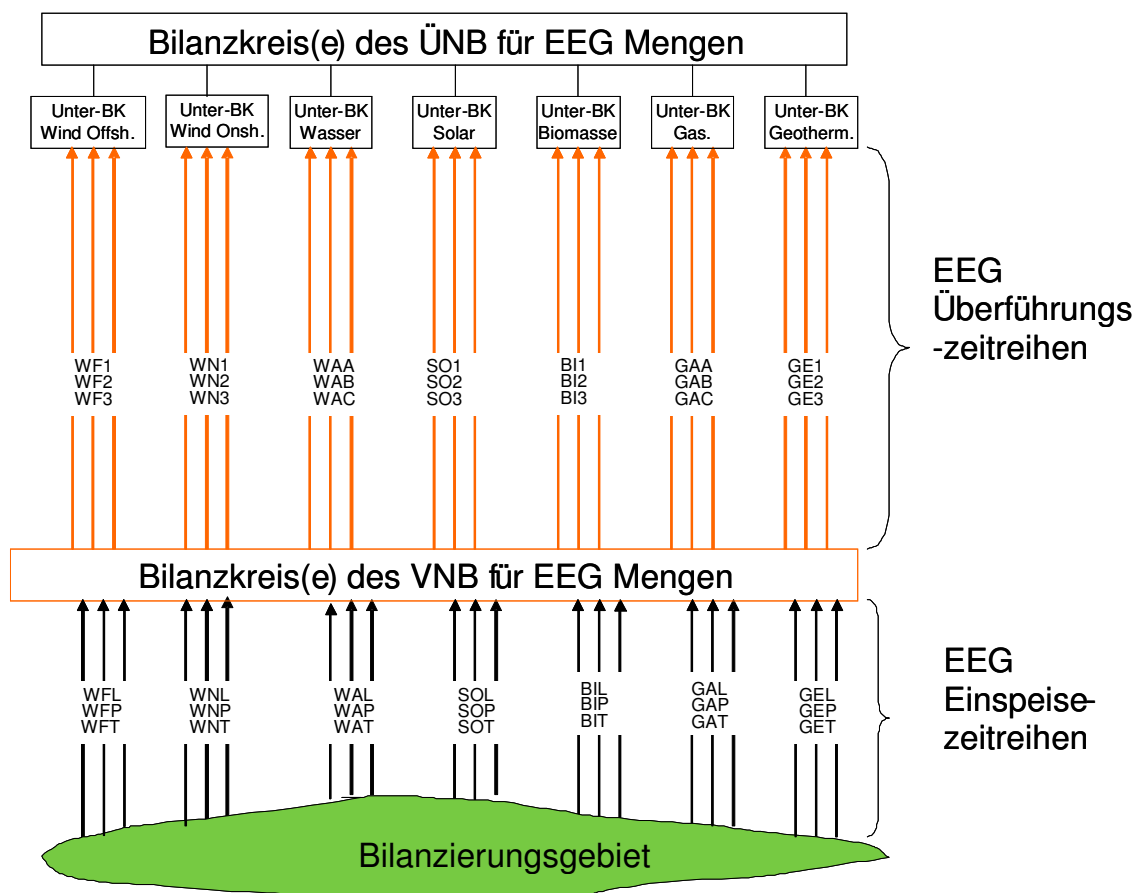


Abbildung 8: 21 Überführungszeitreihen, Ausprägung energieartenscharf und sortenrein

- (6) Die Bildung der Überführungszeitreihen erfolgt durch den rÜNB anhand der an ihn übermittelten Einspeisungszeitreihen des aufnehmenden Bilanzkreises bilanzierungsgebietsscharf. Da sich aus den Einspeisungszeitreihen die Höhe der Vergütung und der in Abzug gebrachten vermiedenen Netzentgelte nicht eindeutig bestimmen lässt, muss

dem rÜNB durch den aufnehmenden avNB zusätzlich die Aufteilung der Energiemengen auf die gültigen EEG-Vergütungskategorien 48 bilanzierungsgebietsscharf mitgeteilt werden (sogenannte „Lieferscheine“). Abweichungen der Energiemengen je Energieart zwischen Überführungszeitreihen und Lieferscheinen berechtigen den rÜNB 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 avNB und rÜNB etabliert und dient der beschleunigten Bearbeitung der von den avNB übermittelten Daten.
- (8) Je Kalendermonat ist die einmalige Abrechnung der vom avNB an den rÜNB erfolgten Stromlieferungen möglich. Dies erfolgt folgendermaßen:
1. Der rÜNB prüft die ihm vorliegenden Einspeisezeitreihen und bildet daraus die Überführungszeitreihen je Bilanzierungsgebiet.
  2. Der rÜNB prüft die erhaltenen Lieferscheine je Bilanzierungsgebiet gegen die gebildeten Überführungszeitreihen unmittelbar nach Vorlage.
  3. Der rÜNB fixiert bei Plausibilität der unter Ziffer 2 genannten Daten die Überführungszeitreihen und begleicht die durch den avNB gelegte Rechnung bzw. erstellt eine Gutschrift an den avNB.
- (9) Damit die Saldoberechnung spätestens zum 18. Werktag nach Einspeisemonat erfolgen kann, fixiert der rÜNB auf Basis der vorliegenden Einspeisezeitreihen und Prüfmitteilungen spätestens bis zum 15. Werktag um 24:00:00 Uhr die Überführungszeitreihen, für die noch kein Lieferschein des avNB 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 rÜNB 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.

---

<sup>48</sup> Die aktuellen EEG-Vergütungskategorien werden von den ÜNB auf [www.eeg-kwk.net](http://www.eeg-kwk.net) veröffentlicht.

- (13) In Anlehnung an die Fristenkette zur Bilanzkreisabrechnung ist in Ausnahmefällen nach vorheriger Abstimmung zwischen avNB und rÜNB bis zum 29. Werktag nach Einspeisemonat eine Modifizierung der Überführungszeitreihen auf Basis von durch den avNB neu vorgelegten 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 Abschnitt 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 5.9 errechnen.
- (2) Die durch die dezentrale EEG-Einspeisung der Anlagen vermiedenen Netzentgelte, die nicht an Anlagenbetreiber ausgezahlt wurden, sind hingegen vom avNB an den rÜNB gutzuschreiben. Deren Berechnung erfolgt gemäß § 35 Abs. 2 EEG gemäß 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 /61/ Zur Berücksichtigung der vermiedenen Netzentgelte im Falle der Direktvermarktung siehe Kapitel 6. Das Beiblatt zum Leitfaden /62/ zur Berechnung der vermiedenen Netzentgelte im Falle der Direktvermarktung ist gegebenenfalls zu berücksichtigen.
- (3) Ferner werden gemäß § 35 Abs. 1a EEG auch die an Anlagenbetreiber ausgezahlten Prämien nach §§ 33g, 33i EEG sowie gemäß § 35 Abs. 1b EEG 50% der Kosten der Nachrüstung von PV-Anlagen gemäß den Vorgaben der Systemstabilitätsverordnung von dem rÜNB an den avNB erstattet (s. Kapitel 6).
- (4) Die Kostenwälzung für die Nachrüstung von Photovoltaikanlagen gemäß der Systemstabilitätsverordnung (SysStabV) sowie der Report gegenüber dem ÜNB wird im entsprechenden Prozessleitfaden für Netzbetreiber /66/ beschrieben.

## 7.2 Horizontaler Ausgleich zwischen den ÜNB

- (1) Auf Basis der Prognosewerte der voll umlagepflichtigen sowie der privilegierten und umlagereduzierten 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

Wind: Die über ein Hochrechnungssystem oder direkte Messwertaufschaltung ermittelte aktuelle Windeinspeisung in die Regelzone eines jeden ÜNB wird anhand des Verteilungsschlüssel in einen Selbstbehalt und für die nächste Viertelstunde gültige Lieferungen an die anderen ÜNB aufgeteilt. Die in einem Monat nach diesem System ausgetauschten Energiemengen stellen sich die ÜNB bewertet mit dem prognostizierten Wind-Durchschnittspreis gegenseitig in Rechnung.

PV: Die über ein Hochrechnungssystem oder direkte Messwertaufschaltung ermittelte aktuelle PV-Einspeisung in die Regelzone eines jeden ÜNB wird auf Basis einer Kurzfristprognose für die nächste Viertelstunde extrapoliert und anhand des Verteilungsschlüssel in einen Selbstbehalt und gültige Lieferungen an die anderen ÜNB aufgeteilt. Die in einem Monat nach diesem System ausgetauschten Energiemengen stellen sich die ÜNB bewertet mit den prognostizierten regelzonenspezifischen PV-Durchschnittspreisen gegenseitig in Rechnung.

Im Ergebnis erfolgt ein „quasi-online“-Horizontalausgleich der bundesweiten Wind- und PV-Einspeisung.

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 Ausgleich des fluktuierenden ¼ h-Anteils 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. Finanzieller Belastungsausgleich

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 Ausgabepositionen der AusglMechV bzw. der AusglMechAV spätestens am dritten Werktag des Folgemonats im Internet veröffentlicht (§ 3 Abs. 1 Satz 2 AusglMechAV). Ferner gleichen die ÜNB untereinander ebenfalls die unterschiedlichen Belastungen aus den Zählungen der Marktprämie sowie aus der Erstattung der vermiedenen Netznutzungsentgelte untereinander aus.

### **7.3 Vermarktung des EEG-Stroms**

- (1) Die Vorschriften zur Vermarktung des EEG-Stroms durch die Übertragungsnetzbetreiber sind in § 37 Abs. 1 EEG, § 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, s. 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 einer Strombörse 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 nach § 37 EEG über eine (umsatzsteuerfreie) Umlage erhoben. Die Höhe der Umlage wird von den ÜNB gemäß den Vorgaben des EEG, 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](http://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 rÜNB zu entrichten. Dies gilt auch für außerhalb von Netzen für die allgemeine Versorgung an Dritte gelieferte Strommengen.<sup>49</sup> Die unterjährigen Abschlagszahlungen basieren auf monatlichen Prognosemeldungen der Lieferanten an den rÜNB.
- (3) Für Belieferungen von nicht privilegierten Letztverbrauchern hat der Lieferant an den rÜNB die jeweils gültige EEG-Umlage in voller Höhe zu entrichten. Für Lieferungen an privilegierte Letztverbraucher nach §§ 40f EEG („Härtefallkunden“) reduziert sich die EEG-Umlage in Abhängigkeit vom Gesamtstrombezug des Letztverbrauchers (vgl. § 41 und 42 EEG). Voraussetzung für die Inanspruchnahme der Privilegierung ist ein Bescheid des Bundesamtes für Wirtschafts- und Ausfuhrkontrolle (BAFA). Nicht umlagepflichtig sind Strommengen, die an einen Stromspeicher geliefert oder geleitet werden, unter der Voraussetzung, dass dem Stromspeicher Energie ausschließlich zur Wiedereinspeisung in das Netz entnommen wird d.h. keine anderweitigen Stromentnahmen erfolgen (§ 37 Abs. 4 EEG). Von der EEG-Umlage befreit ist ebenfalls der Strom, den ein Letztverbraucher selbst erzeugt und entweder im räumlichen Zusammenhang zu der Stromerzeugungsanlage oder ohne Durchleitung durch ein Netz selbst verbraucht. Letztverbraucher, die Strom verbrauchen, der nicht von einem EVU geliefert wird, werden gemäß § 37 Abs. 3 EEG einem EVU gleichgestellt.
- (4) Der § 39 Abs. 1 und 2 EEG 2012 (neu) ersetzt sinngemäß den § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG 2009 und räumt Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern (kurz: EVU), die Möglichkeit der Reduzierung der EEG-Umlage um 2,0 ct/kWh, höchstens jedoch in Höhe der EEG-Umlage, ein. Voraussetzung für die Reduzierung der EEG-Umlage ist, dass das EVU, bezogen auf die gesamte von ihm an Letztverbraucher gelieferte Strommenge, mindestens 50 Prozent Strom im Sinne der §§ 23 bis 33 EEG und mindestens 20 % Strom im Sinne der §§ 29 bis 33 EEG

---

<sup>49</sup> Dies wurde durch Urteil des Bundesgerichtshofs vom 09.12.2009 (Az. VIII ZR 35/09) bestätigt; entsprechend galt auch die Pflicht zur Abnahme von EEG-Strom nach dem bis 31.12.2009 gültigen Wälzungsmechanismus für Strommengen, die in Objektnetzen an Dritte geliefert wurden, seit Inkrafttreten des EEG 2004 am 01.08.2004.



(Wind und PV) liefert. Hier bezieht sich der Begriff „liefern“ wie in § 37 Abs. 2 Satz 1 EEG 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<sup>50</sup> vergütungsfähigen Strom, das heißt aus Anlagen, die sich in Direktvermarktung nach § 33b Nr. 2 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.

- (5) Wie auch schon beim § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG 2009 handelt es sich beim § 39 Abs. 1 und 2 EEG um ein jahresscharfes Kriterium, welches für ein Kalenderjahr zu erfüllen ist. Im Gegensatz zur vorherigen Regelung des EEG 2009 ist das 50%/20%-Kriterium ab dem EEG 2012 im Monatsdurchschnitt in mindestens acht Monaten des Kalenderjahres zu erfüllen. Hierbei gilt, dass bei der Berechnung des 50%-Kriteriums Stromanteile im Sinne der §§ 23 bis 33 EEG nur bis zur Höhe des aggregierten Bedarfs der gesamten Letztverbrauchsmenge bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall berücksichtigt werden dürfen. Zur Anrechenbarkeit des EE-Stroms siehe auch Ausführungen in Kapitel 6.
- (6) Beabsichtigt ein EVU, die Verringerung der EEG-Umlage nach § 39 Abs. 1 und 2 EEG in Anspruch zu nehmen, ist dies dem rÜNB unter Berücksichtigung einer Letztverbraucherabsatzprognose bis zum 30. September des jeweiligen Vorjahres mitzuteilen. Zudem ist in Ergänzung zur Jahresmeldung ein geeigneter Nachweis (z.B. Wirtschaftsprüferattest) über die Einhaltung der Kriterien zur Verringerung der EEG-Umlage an den rÜNB zu übermitteln. Der Nachweis muss ermöglichen, dass der rÜNB vollständig prüfen kann, dass das EVU die gesetzlichen Anforderungen nach § 39 EEG erfüllt hat.<sup>51</sup>
- (7) Gemäß § 39 Abs. 3 EEG verringert sich ferner für EVU in einem Kalendermonat die EEG-Umlage um 2 ct/kWh, höchstens jedoch in Höhe der EEG-Umlage, wenn die von ihnen an ihre gesamten Letztverbraucher gelieferten Strommengen ausschließlich aus PV-Anlagen stammen, für die ein Vergütungsanspruch nach § 16 EEG besteht, der nicht nach § 17 EEG verringert ist, der Strom in unmittelbarer Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz durchgeleitet wird sowie nach § 33a Abs. 2

---

<sup>50</sup> einschließlich der Vorgängerregelungen aus dem EEG 2000 und 2004

<sup>51</sup> siehe entsprechende Ausführungen in der BDEW-Energie-Info „Vertriebliche Umsetzungshilfe zum EEG 2009“ vom 24.11.2010 /57/

EEG an Dritte veräußert und nicht nach § 16 Abs. 1 EEG 2012 vom Netzbetreiber angekauft wird. Die Verringerung der EEG-Umlage muss vor der ersten Inanspruchnahme dem rÜNB vor Beginn des vorangegangenen Monats mitgeteilt werden.

- (8) Kommen EVU ihrer Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage nicht rechtzeitig nach, so müssen sie diese Geldschuld nach § 352 Abs. 2 HGB ab Eintritt der Fälligkeit verzinsen. Diese Regelung gilt entsprechend, wenn die Fälligkeit nicht eintreten konnte, weil das Elektrizitätsversorgungsunternehmen die von ihm gelieferten Strommengen entgegen § 49 EEG 2012 nicht oder nicht rechtzeitig dem Übertragungsnetzbetreiber gemeldet hat; ausschließlich zum Zweck der Verzinsung gilt in diesem Fall die Geldschuld für die Zahlung der EEG-Umlage auf die nach § 49 EEG 2012 mitzuteilende Strommenge eines Jahres spätestens am 1. August des Folgejahres als fällig (§ 37 Abs. 5 Satz 2 EEG 2012). Hierbei ist die Übergangsregelung in § 66 Abs. 22 EEG 2012 (neu) zu beachten, wonach § 37 Absatz 5 EEG 2012 nicht auf Geldschulden anzuwenden ist, die vor dem 1. Januar 2011 fällig geworden sind oder erstmals als fällig gegolten haben.

## 7.5 Jahresabrechnung

### 7.5.1 Datenübermittlung der avNB an den rÜNB

- (1) Zur Jahresabrechnung haben avNB, die Strom von EEG-Anlagenbetreibern aufgenommen und diesen nach §§ 23 bis 33 EEG vergütet haben bzw. die Prämien gemäß § 33g und § 33i EEG gezahlt 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 Angabe der pro Anlage verrechneten vermiedenen Netzentgelte. Die von den Anlagen erzeugten und nach § 33a EEG direktvermarkteten Strommengen sind getrennt nach den verschiedenen Direktvermarktungsformen gem. § 33b EEG darzustellen. Ebenso sind sämtliche für die Berechnung der Flexibilitätsprämie erforderlichen Angaben (vgl. Kapitel 6) vorzunehmen. Die von den Anlagen erzeugten aber nicht nach EEG vergüteten Strommengen (z.B. Einsatz von Biomasse, die nicht den Anforderungen der BiomasseV entspricht), sind gesondert auszuweisen. Ebenfalls sind Angaben zu den tatsächlich entstandenen Kosten der Nachrüstung von PV-Anlagen gemäß § 35 Abs. 1b EEG vorzunehmen. Zur eindeutigen Identifizierung der EEG-Anlagen ist der Anla-

genschlüssel zu verwenden. Die Abrechnung hat in elektronischer Form zu erfolgen. Für die Übermittlung der Daten sind die von den rÜNB zur Verfügung gestellten Formularvorlagen bzw. Internetportale zu nutzen.

- (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, Direktvermarktungsmengen, Vergütungen, Prämienzahlungen und verrechneten vermiedenen Netzentgelten sowie Kosten der Nachrüstung von PV-Anlagen gemäß § 35 Abs. 1b EEG passend zu den elektronisch übermittelten Werten. Bei der Erstellung der Bescheinigungen ist darauf zu achten, dass der jeweils aktuelle Prüfungsstandard des Instituts der Wirtschaftsprüfer (IDW) eingehalten wird. 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. Grundsätzlich sind bei Korrekturen von Vorjahren Änderungen zu Gunsten und zu Ungunsten der Allgemeinheit zu unterscheiden. In der Branche herrscht Konsens, dass für Korrekturen zu Gunsten der Allgemeinheit keine der im § 38 EEG genannten Voraussetzungen vorliegen müssen (bei Rückforderungen auf Grund von § 35 Abs. 4 EEG handelt es sich im Übrigen immer um Korrekturen zu Gunsten der Allgemeinheit). Solche Korrekturen sind z.B. eine geringere EEG-Vergütung/-Prämie oder ein höherer Letztverbraucherabsatz (LVA) als zunächst in der Jahresabrechnung angesetzt als auch der Wegfall der Privilegierung von LVA, nachträglich zur Jahresabrechnung. Bei Änderungen zu Ungunsten der Allgemeinheit (z.B. höhere EEG-Vergütung/-Prämie, niedrigerer LVA oder nachträgliche Privilegierung von LVA) muss immer eine der Voraussetzungen des § 38 EEG erfüllt sein. Die Erfüllung der Voraussetzungen des § 38 EEG sollte jeweils zwischen den Parteien herbeigeführt

werden, die primär eine Korrektur der abzurechnenden Mengen begehren. Unabhängig von der Art der Korrektur muss in jedem Fall eine Bescheinigung eines Wirtschaftsprüfers oder vereidigten Buchprüfers über die Differenzwerte vom avNB bzw. EVU beim rÜNB mit getrenntem Ausweis je Kalenderjahr vorgelegt werden. In der Korrekturbescheinigung sollte mit Nennung des Erstellungsdatums Bezug auf die zu korrigierende Bescheinigung genommen und ggf. die Aktenzeichen der Verfahren gemäß § 38 EEG genannt werden.

## 7.5.2 Ausgleich der energetischen und finanziellen Differenzen

### *Abrechnung der Prämienzahlungen und PV-Nachrüstkosten gemäß § 35 Abs. 1b EEG*

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 geleisteten bzw. erhaltenen Prämien bzw. Zahlungen für Nachrüstung von PV-Anlagen gemäß § 35 Abs. 1b EEG ermittelt und im Monat September des auf die Einspeisung folgenden Jahres ausgeglichen.

### *Abrechnung der nach §§ 17 sowie 23-33 EEG vergüteten Strommengen*

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 im Monat September des auf die Einspeisung folgenden Jahres. Die Stromlieferung erfolgt in Bandform als Fahrplan. Für die nachträgliche Ausgleichslieferung ist nicht der EEG-Bilanzkreis des avNB zu nutzen. Der Liefer-Bilanzkreis ist dem rÜNB rechtzeitig vor Beginn der Ausgleichslieferung zu benennen. Die finanziellen Ausgleichszahlungen sind mit Fälligkeit 15.09. des auf die Einspeisung folgenden Jahres zu begleichen.

## 7.6 Abwicklung von Entschädigungsleistungen aufgrund von Einspeisemanagement

- (1) Wenn ein Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für einen Netzengpass (verursachender Netzbetreiber) liegt, diesen Engpass nicht allein beseitigen kann, gibt er eine Aufforderung zur Leistungsreduzierung an einen oder mehrere direkt unterlager-

te Netzbetreiber weiter, die dann analog Anlagen am eigenen Netz regeln oder die Aufforderung an noch weiter unterlagerte Netzbetreiber weitergeben.

- (2) Welche Anlagen der jeweilige Netzbetreiber an dessen Netz Erzeugungsanlagen angeschlossen sind (Anschlussnetzbetreiber) regelt, entscheidet er selbständig auf Basis einer vorherigen Sensitivitätsanalyse unter Beachtung der Vorgaben des BNetzA-Leitfadens „Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement“ in der jeweils gültigen Fassung.
- (3) Um den vom Anlagenbetreiber geltend gemachten Entschädigungsanspruch nach § 12 EEG prüfen bzw. berechnen zu können, sind die im BNetzA-Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement /17/ bzw. die in der Verbändeempfehlung /67/ genannten Informationen notwendig.
- (4) Folgende Informationen sind zusätzlich zur Prüfung bzw. zur Berechnung der Entschädigungshöhe notwendig:
  1. Angaben zur Anlage, insbesondere Anlagenschlüssel, Zählpunkt, genaue Anschrift des Standorts, ggf. mit Anschlussnetzbetreiber vereinbarte abweichende Reduzierungsstufen,
  2. Bei Anlagen, die nach dem 01.01.2012 in Betrieb gesetzt worden sind: Informationen über die Summe der bislang im Kalenderjahr aufgelaufenen Entschädigungszahlungen<sup>52</sup>,
  3. Informationen darüber, ob und in welcher Form der Direktvermarktung nach § 33b EEG sich die Anlage befindet,
  4. Informationen darüber, ob die Abregelung auf Grund eines Engpasses im eigenen Netz oder auf Grund einer Aufforderung zur Leistungsreduzierung eines vorgelagerten Netzbetreibers durchgeführt wurde,
  5. Informationen darüber, ob mehrere Aufforderungen zur Leistungsreduzierung zeitgleich stattgefunden haben, z.B. eigene Aufforderung des Netzbetreibers zeitgleich mit einem vorgelagerten Netzbetreiber.
  6. Falls Aufforderung zur Leistungsreduzierung durch vorgelagerten Netzbetreiber, Angabe des vorgelagerten Netzbetreibers, ob es sich um eine nach § 12 EEG zu entschädigende Regelung handelt.

---

<sup>52</sup> Diese Informationen werden auch bei Anlagen mit Inbetriebnahmedatum vor dem 01.01.2012, bei EinsMan-Maßnahmen im Zeitraum vom 01.01.2012 bis 30.06.2012 benötigt.

- (5) Der Anlagenbetreiber hat entsprechend der gesamtschuldnerischen Haftung das Wahlrecht, die Entschädigungszahlung für EisMan-Einsätze von dem „verursachenden“ vorgelagerten Netzbetreiber oder von dem Anschlussnetzbetreiber zu fordern. Entschädigungspflichtig bleibt weiterhin der „verursachende“ Netzbetreiber. Bei einer Rechnungsstellung an den Anschlussnetzbetreiber hat dieser mit Zahlung einen unmittelbaren Anspruch auf eine Weiterberechnung an den „verursachenden“ Netzbetreiber.

Dieses Wahlrecht zur Rechnungsstellung macht eine Zusammenarbeit und einen Informationsaustausch zwischen den betroffenen Netzbetreibern notwendig. Unter anderem sind folgende Punkte abzustimmen:

1. Bereitstellung von weiteren Daten, die der Anlagenbetreiber nicht beibringen kann, durch den Anschlussnetzbetreiber bei Rechnungsstellung an den „verursachenden“ Netzbetreiber.
  2. Erkennen einer doppelten Rechnungsstellung an beide Netzbetreiber
  3. Erkennen unterschiedlicher Abrechnungsverfahren innerhalb eines Kalenderjahres
  4. Informationsaustausch zum Monitoring des offenen Haftungsrisikos aufgrund möglicher Angabepflichten im Anhang gemäß § 285 Nr. 3a HGB und aufgrund des internen Risikofrüherkennungssystems:
    - Welche Entschädigungsforderungen sind zu erwarten?
    - Welche Forderungen sind bereits beglichen?
- (6) Das Ziel bei der Weiterverrechnung der Entschädigungszahlungen vom Anschlussnetzbetreiber zum „verursachenden“ Netzbetreiber ist, dass dem Anschlussnetzbetreiber bei der Abwicklung kein finanzielles Risiko entsteht.

## 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 §§ 2 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 §§ 2 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 und 52 Abs. 1a 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 EEG, § 7 Abs. 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. 2 AusglMechV und § 4 AusglMechAV **an die Bundesnetzagentur zu übermitteln**.
- (4) Ferner definiert § 47 Abs. 1 EEG weitere Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten in Verbindung mit der Nachrüstung von PV-Anlagen gemäß Systemstabilitätsverordnung (SysStabV). Nähere Informationen zur Umsetzung dieser Pflichten finden sich in dem betreffenden BDEW-Prozessleitfaden /66/.
- (5) Drei Gruppen von Daten, für die verschiedene Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten nach §§ 46 bis 48 EEG gelten, können unterschieden werden:
  1. Daten zu Standort und Leistung der Anlage, Angaben zur Direktvermarktung sowie bei Biomasseanlagen zusätzlich die Art der 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 Anlagenstammdaten direkt an den rÜNB, der diese wiederum veröffentlicht.
2. Daten zu tatsächlich geleisteten Vergütungs- und Prämienzahlungen sowie sonstige für den bundesweiten Ausgleich erforderliche Angaben, im folgenden „**unterjährig verfügbare Bewegungsdaten**“ genannt; diese Daten müssen unverzüglich, nachdem sie verfügbar sind, von den avNB aggregiert den rÜNB mitgeteilt werden.
  3. 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 rÜNB. Dieser führt wiederum die Meldung an die Bundesnetzagentur und die Veröffentlichung durch.
- (6) § 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. Meldepflichten im Rahmen der Direktvermarktung sind im Kapitel 6 erläutert.
- (7) Über die Vorschriften für Lieferanten informiert der BDEW in separaten Veröffentlichungen. Diesbezügliche rechtliche Fragestellungen werden in den entsprechenden BDEW-Energie-Infos „Fragen und Antworten zum EEG“ sowie in der jeweils aktuellen vertrieblichen Umsetzungshilfe zum EEG behandelt, die im Mitgliederbereich der BDEW-Internetseite zur Verfügung gestellt werden.
- (8) 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.
- (9) Die folgenden Abbildungen geben einen Überblick über die Vorschriften für Anlagenbetreiber und Netzbetreiber.



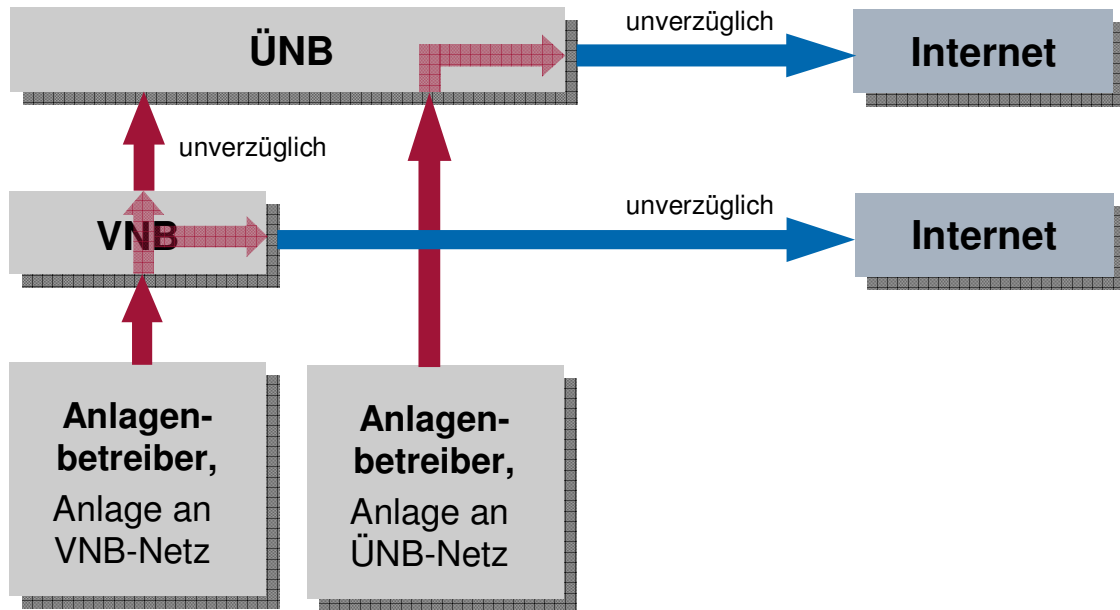


Abbildung 9: Datenfluss und Veröffentlichung der Anlagenstammdaten und der unterjährig verfügbaren Bewegungsdaten, Überblick

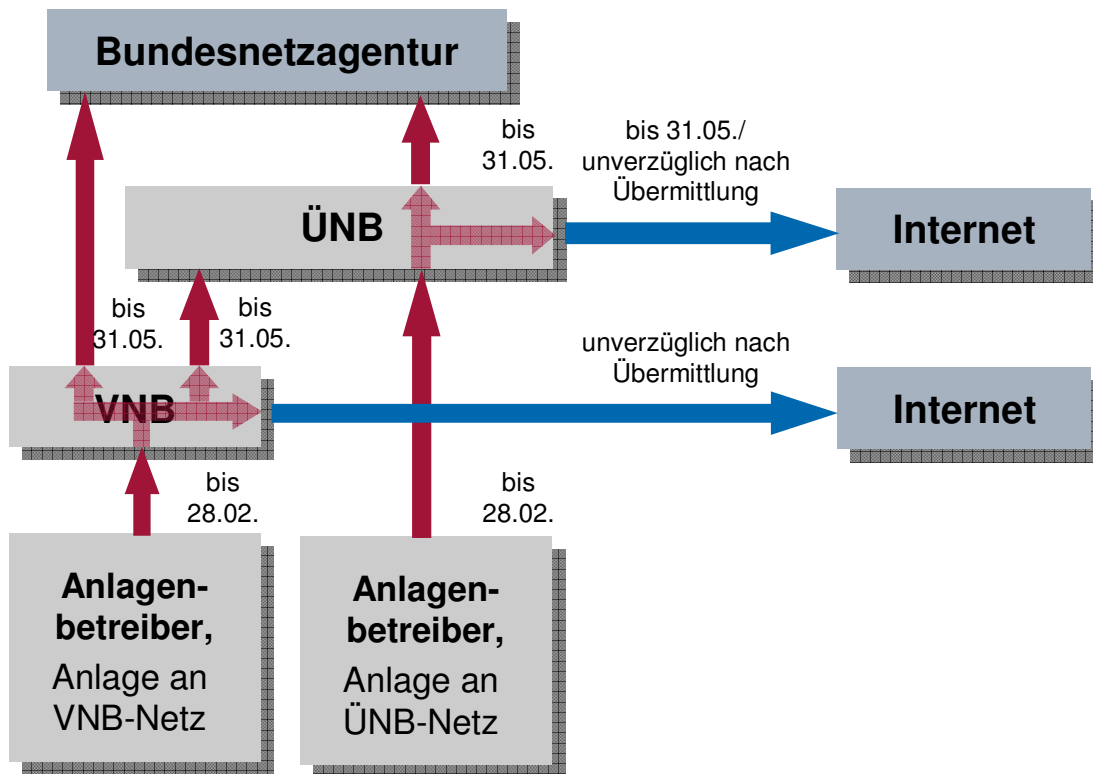


Abbildung 10: Datenfluss und Veröffentlichung der Jahresabrechnungsdaten, Überblick

## 8.2 Mitteilungen vom Anlagenbetreiber zum Netzbetreiber

### 8.2.1 Gesetzliche Regelung

- (1) Nach § 46 EEG ist der Anlagenbetreiber verpflichtet, dem Netzbetreiber die Anlagenstammdaten *Standort* und *installierte Leistung* der Anlage mitzuteilen.
- (2) Bei Nutzung der Eigenverbrauchsregelung nach § 33 Abs. 2 EEG 2009 sowie der bis 31.03.2012 geltenden Fassung des EEG sind zusätzlich die erzeugten und eigenverbrauchten Mengen dem Netzbetreiber zu übermitteln.
- (3) Bei Biomasseanlagen nach § 27 bis 27b EEG sind die
  1. Art und Menge der Einsatzstoffe nach § 27 Abs. 1 und 2, den §§ 27a und 27b sowie
  2. Angaben zu Wärmenutzungen und eingesetzten Technologien nach § 27 Abs. 4 Nr. 1 und Abs. 5 Nr. 2 und § 27a Abs. 3, oder
  3. zu dem Anteil eingesetzter Gülle nach § 27 Abs. 4 Nr. 2 und § 27b Abs. 1 Nr. 3
- (4) in der für die Nachweisführung nach den §§ 27 und 27a EEG vorgeschriebenen Weise zu übermitteln. Näheres zu den besonderen Nachweispflichten der Biomasseanlagen s. Kapitel 5.4.7.
- (5) Gemäß Gesetzesbegründung zum EEG 2009 /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 der installierten Leistung einer Anlage ist in § 3 Nr. 6 EEG legaldefiniert.
- (6) 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 anspruchrelevanten Änderungen mitgeteilt werden“.
- (7) § 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 = TransnetBW, 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 Anlagenstammdaten (siehe Abschnitt 8.3.2.1) erfassten EEG-Anlage.
- (3) Der Anlagenschlüssel ist für die gesamte Betriebsdauer der EEG-Anlage unveränderlich. Auch beim Wechsel des Bilanzierungsgebietes bzw. Netzbetreibers zum Beispiel bei der Vergabe der Konzession an einen neuen Betreiber bleiben alle Stellen des Anlagenschlüssels unverändert. Der Anlagenschlüssel 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) Eine Zusammenfassung von gleichzeitig in Betrieb genommenen PV-Anlagen unter einem Anlagenschlüssel ist 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 dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber folgende Daten mitzuteilen

1. **Unverzüglich nach Verfügbarkeit**, in aggregierter Form

- Tatsächlich an Anlagenbetreiber nach § 16 EEG geleisteten Vergütungs- bzw. nach §§ 33g und 33i EEG geleisteten Prämienzahlungen
- die von den Anlagenbetreibern erhaltenen Angaben zur Direktvermarktung jeweils gesondert nach verschiedenen Direktvermarktungsformen nach § 33b EEG
- die von den Anlagenbetreibern nach § 46 EEG übermittelten Anlagen- und Erzeugungsdaten
- die Kosten für die Nachrüstung von PV-Anlagen nach § 35 Abs. 1b EEG i.V.m. der SysStabV sowie die Anzahl nachgerüsteter Anlagen
- die sonstigen für den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Angaben (s. Kapitel 7)

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. Die Regelungen des § 19 Abs. 2 und 3 EEG gelten für diese Meldung entsprechend. Außerdem ist dem vorgelagerten ÜNB ein Nachweis über die nach dem § 35 Abs. 1b Satz 1 EEG zu ersetzenden Kosten der PV-Nachrüstung gemäß SysStabV vorzulegen (nähere Informationen finden sich in dem betreffenden BDEW-Prozessleitfaden /66/).
- (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 von Anlagenstammdaten und unterjährig verfügbaren Bewegungsdaten**

#### **8.3.2.1 Umfang der unterjährigen Mitteilungen an den rÜNB**

- (1) In § 47 Abs. 2 EEG werden nähere Angaben zum Umfang der Datenmitteilungen nach § 47 Abs. 1 EEG (s. Abschnitt 8.3.1) gemacht. Eine schlüssige Auslegung von § 47 Abs. 2 Nr. 4 EEG konnte wie auch bei § 14a Abs. 3 Satz 2 Nr. 4 EEG 2004 bislang nicht gefunden werden.
- (2) Als Anlagenstammdaten sollten mindestens folgende Angaben an den rÜNB übermittelt werden:
  1. Anlagenschlüssel (vgl. Abschnitt 8.2.2)
  2. Zuordnung zu Energieart
  3. Standort (bestehend aus: PLZ, Bundesland, Ort und Adresse bzw. Flurstück)
  4. Installierte Leistung (bei Flexibilitätsprämie inkl. Zusatzleistung s. Abschnitte 6.2 und 6.4)
  5. Angaben zur direktvermarkteten Leistung: Anteile in den einzelnen Formen
  6. Inbetriebnahmedatum
  7. Außerbetriebnahmedatum, Netzzugangs-, Netzabgangsdatum

## 8. Spannungsebene

## 9. Bei Biomasseanlagen:

- die Art und Menge der Einsatzstoffe nach § 27 Abs. 1 und 2 EEG („sonstige Biomasse“ unter Angabe der Einsatzstoffvergütungsklasse) sowie §§ 27a EEG (Vergärung von Bioabfällen) und 27b EEG (Vergärung von Gülle) sowie
- Angaben zur Wärmenutzung und zu eingesetzten Technologien nach § 27 Abs. 4 Nr. 1 und Abs. 5 Nr. 2 und 27a Abs. 3 EEG oder
- zum Anteil eingesetzter Gülle nach § 27 Abs. 4 Nr. 2 und § 27b Abs. 1 Nr. 3 EEG

Angaben sind in der für die Nachweisführung vorgeschriebenen Weise zu übermitteln. Näheres hierzu ist in Kapitel 5.4.7 beschrieben worden.

- Inanspruchnahme des Flexibilitätsbonus durch direkt vermarktende Anlagen unter Angabe der eingesetzten Gasart (Biomethan, sonstige Biogase)

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.

- (3) 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 Solarstromspeisungen /16/ die Verteilnetzbetreiber dazu auf, spätestens ab 01.04.2011 die aktuell installierte Kapazität an Solarstromanlagen monatlich bis zum 5. Werktag an den rÜNB 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 rÜNB zu melden (vgl. /16/).
- (4) 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.
- (5) Die **unterjährig verfügbaren Bewegungsdaten** sollten wie folgt gemeldet werden (siehe Lieferschein nach Abschnitt 7.1.2):
1. aggregierte Einspeisemengen, aufgeteilt nach EEG-Vergütungskategorien

- Bei PV-Eigenverbrauch mit Inbetriebnahmedatum vor 01.04.2012 die nach § 33 Abs. 2 des für diese Anlagen gültigen EEG die erzeugten und eigenverbrauchten Mengen
  - 2. entsprechende Einspeisevergütungen
  - 3. Prämienzahlungen
  - 4. vermiedene Netzentgelte
  - 5. aggregierte Kosten der Nachrüstung von PV-Anlagen gemäß § 35 Abs. 1b EEG
- (6) Die definierten EEG-Vergütungskategorien werden von den ÜNB als Excel-Datei auf der Internetseite [www.eeg-kwk.net](http://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:
  1. Anlagenschlüssel (vgl. Abschnitt 8.2.2)
  2. Einspeisemengen, aufgeteilt nach EEG-Vergütungskategorien
  3. tatsächlich geleistete Vergütungszahlungen
  4. tatsächlich geleistete Marktprämienzahlungen
  5. tatsächlich geleistete Flexibilitätsprämienzahlungen
  6. in Abzug gebrachte vermiedene Netzentgelte
  7. direkt vermarktete Strommengen, getrennt nach Direktvermarktungsform
  8. vom Anlagenbetreiber nach § 33 Abs. 2 EEG 2009 sowie der bis 31.03.2012 geltenden Fassung des 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:
  1. Einspeisemengen, aufgeteilt nach EEG-Vergütungskategorien bzw. Direktvermarktungsformen
  2. tatsächlich geleistete Vergütungs- und Prämienzahlungen
  3. in Abzug gebrachte vermiedene Netzentgelte
  4. Kosten der Nachrüstung von PV-Anlagen gemäß § 35 Abs. 1b EEG



### **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**

- (1) 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 und Prämienzahlungen. Ebenso sind im gleichen Testat die Kosten der Nachrüstung für PV-Anlagen gemäß § 35 Abs. 1b EEG nachzuweisen.
- (2) 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**

- (3) 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.
- (4) 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 avNB gelten auch für ÜNB die Mitteilungspflichten nach § 51 Abs. 1 EEG und die Veröffentlichungspflichten nach § 52 Abs. 1 EEG. Ebenso kann von den rÜNB die Erstellung einer Wirtschaftsprüferbescheinigung nach § 50 EEG verlangt werden.
- (3) Darüber hinaus verpflichtet § 48 Abs. 2 EEG die rÜNB den EVU bis zum 31. Juli eines Jahres die **Endabrechnung für die EEG-Umlage** des jeweiligen Vorjahres vorzulegen. Zudem obliegt gemäß § 54 Abs. 3 den ÜNB die Veröffentlichung eines EEG-Quotienten, welcher von den EVU im Rahmen der Stromkennzeichnung entsprechend der EEG-Umlage verwendet wird.
- (4) Im Rahmen ihrer Vermarktungstätigkeit sind die ÜNB verpflichtet, die Transparenzvorschriften nach § 7 AusgIMechV sowie §§ 2 bis 4 AusgIMechAV einzuhalten.
- (5) Des Weiteren obliegen den ÜNB Veröffentlichungspflichten im Rahmen der Direktvermarktung (§§ 33a-h EEG) und des Marktintegrationsmodells (§ 33 EEG).

### 8.4.2 Unterjährige Veröffentlichungen

#### Veröffentlichungen zu Anlagenstamm- und Bewegungsdaten

- (1) Die ÜNB sind gemäß § 52 Abs. 1 Nr. 1 i.V.m. § 48 EEG verpflichtet, die Anlagenstammdaten 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:
  1. Anlagenschlüssel (vgl. Abschnitt 8.2.2)
  2. Zuordnung zu Energieart
  3. Standort (bestehend aus PLZ, Bundesland, Ort und Adresse/Flurstück)
  4. Installierte Leistung

5. Inbetriebnahmejahr
6. Spannungsebene
7. Bei Biomasseanlagen (s. auch Abschnitt 5.4.7):
  - die Art und Menge der Einsatzstoffe nach § 27 Abs. 1 und 2 EEG („sonstige Biomasse“ unter Angabe der Einsatzstoffvergütungskategorie) sowie §§ 27a (Vergärung von Bioabfällen) und 27b EEG (Vergärung von Gülle) sowie
  - Angaben zur Wärmenutzung und zu eingesetzten Technologien nach § 27 Abs. 4 Nr. 1 und Abs. 5 Nr. 2 und § 27a Abs. 3 EEG oder
  - zum Anteil eingesetzter Gülle nach § 27 Abs. 4 Nr. 2 und § 27b Abs. 1 Nr. 3 EEG

(3) Als **unterjährig verfügbare Bewegungsdaten** sollten veröffentlicht werden:

1. Einspeisemengen in aggregierter Form
2. entsprechende Einspeisevergütungen
3. Direkt vermarktete Mengen in aggregierter Form
4. entsprechende Prämienzahlungen
5. vermiedene Netzentgelte (entfällt bei Einspeisungen in Höchstspannungsnetz)

#### **8.4.2.1 Veröffentlichungen im Rahmen der Direktvermarktung**

(1) Gemäß § 48 Abs. 3 Nr. 1 i.V.m. der Anlage 4 „Höhe der Marktprämie“ zum EEG obliegt den ÜNB die Veröffentlichung der für die Berechnung der Marktprämie erforderlichen Daten. Die Veröffentlichung erfolgt in einem einheitlichen Format auf der gemeinsamen Internetseite der ÜNB <http://www.eeg-kwk.net>:

1. Täglich: die auf Grundlage einer repräsentativen Anzahl von gemessenen Anlagen erstellte Online-Hochrechnung der Wind- (onshore, ab 01.01.2013 auch offshore) und PV-Mengen regelzonenscharf und in mindestens stündlicher Auflösung.
2. Monatlich: bis zum Ablauf des zehnten Werktags für den jeweils vorangegangenen Kalendermonat:
  - den Wert des Stundenkontraktes am Spotmarkt der EPEX Spot als tatsächlicher Monatsmittelwert sowie als Zeitreihe in stündlicher Auflösung

- Zeitreihen des tatsächlich erzeugten Stroms aus Wind (onshore, ab 01.01.2013 auch offshore) und PV-Erzeugung in stündlicher Auflösung
  - Die tatsächlichen Monatsmittelwerte der Marktwerte für Strom aus Wind (onshore, ab 01.01.2013 auch offshore) und PV-Erzeugung
  - Energieträgerspezifische Referenzmarktwerte der verschiedenen Energieträger. Bei Windenergie erfolgt ab 01.01.2013 eine nach onshore und offshore getrennte Ermittlung und Veröffentlichung.
3. Jährlich: den Mittelwert  $MW_{\text{Solar(a)}}$  der monatlichen Marktwertfaktoren für PV für das jeweils vorangegangene Jahr bis zum 31.01. des Folgejahres
- (2) Die zu veröffentlichenden Zeitreihen der Wind und PV Einspeisung beinhalten neben dem nach EEG abgenommenen und vergüteten Strom auch die direkt vermarkteten Strommengen (außer sonstige Direktvermarktung).

#### **8.4.2.2 Transparenz der Vermarktungstätigkeit**

- (1) Gemäß § 2 AusglMechAV sowie § 7 Abs. 1 Nr. 2 AusglMechAV sind die ÜNB verpflichtet, folgende Daten auf einer gemeinsamen Internetseite in einem einheitlichen Format in nicht personenbezogener Form getrennt nach Regelzonen zu veröffentlichen:
1. Täglich:
    - 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;
    - 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;
    - 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
  2. Monatlich:

- Die am day-ahead Spotmarkt einer Börse vermarkteten Strommengen aufgeschlüsselt nach den Technologiegruppen Wind (ab 01.01.2013 getrennt nach onshore, repowering und offshore), PV, Biomasse und Sonstige.
  - In Anspruch genommene Ausgleichsenergie des EEG-Bilanzkreises in viertelstündlicher Auflösung; Veröffentlichung erfolgt unverzüglich nach Vorlage der Bilanzkreisabrechnung.
- (2) Der rÜNB 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 rÜNB 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) Die Transparenzpflichten nach § 8 AusglMechAV entfallen mit Außer-Kraft-Treten des Paragraphen.
- (5) § 7 Abs. 1 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 der gemeinsamen Internetseite [www.eeg-kwk.net](http://www.eeg-kwk.net). Die Einnahmen und Ausgaben aus der Vermarktung des Stroms sind nach vortägiger und untertägiger Vermarktung aufzuschlüsseln. Die Liquiditätsreserve ist gesondert auszuweisen.
- (6) 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 muss unverzüglich nach Verfügbarkeit, spätestens jedoch am dritten Werktag des Folgemonats erfolgen. Die Veröffentlichung kann auch in Form zusammengefasster Werte der vier ÜNB erfolgen.

- (7) 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 die sich durch Saldierung der Zahlungen (Vergütungen, Prämien, vNE) im Rahmen des Ausgleichs zwischen avNB und ÜNB ergeben könnten (§ 35 Abs. 1 bis 3 EEG).
  6. Einnahmen von den EVUs gem. Jahresabrechnung (§ 37 Abs. 4 EEG)
  7. 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.
- (8) Als **Ausgaben** gelten nach § 3 Abs. 3 und 4 AusglMechV sowie § 6 Abs. 1 und 3 AusglMechAV
1. die Vergütungs- und Prämienzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber (Direktzahlungen an Anlagenbetreiber, deren Anlagen direkt an die Netze der ÜNB angeschlossen sind, sowie Zahlungen an Verteilnetzbetreiber zum Ausgleich von deren Vergütungs- und Prämienzahlungen an Anlagenbetreiber abzüglich vermiedener Netzentgelte),
  2. Die nach § 35 Abs. 1b EEG den VNB erstatteten Kosten für die Nachrüstung von PV-Anlagen gemäß Anforderungen der Systemstabilitätsverordnung
  3. Rückzahlungen an EVUs gem. Jahresabrechnung (§ 37 Abs. 4 EEG)
  4. Kosten für den untertägigen Ausgleich,
  5. notwendige Kosten aus der Abrechnung der Ausgleichsenergie für den EEG-Bilanzkreis
  6. notwendige Kosten für die Börsenzulassung und Handelsanbindung,
  7. notwendige Kosten der Transaktionen für die Erfassung der Ist-Werte, die Abrechnung und den horizontalen Belastungsausgleich,
  8. notwendige Kosten für die Erstellung von vortägigen und untertägigen Prognosen der EEG-Einspeisung.

9. 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,
  10. notwendige Kosten für die IT-Infrastruktur, das Personal und Dienstleistungen,
  11. Kosten der Verzinsung der Differenzbeträge zwischen Einnahmen und Ausgaben gem. § 3 Abs. 5 AusglMechV (Soll-Verzinsung),
  12. die aus der Abweichung zwischen dem tatsächlichen Soll-Zinssatz und dem in § 3 Abs. 5 AusglMechV vorgesehenen Soll-Zinssatz entstehenden Kosten,
  13. die aus der Abweichung zwischen dem tatsächlichen Haben-Zinssatz und dem in § 3 Abs. 5 AusglMechV vorgesehenen Haben-Zinssatz entstehenden Kosten,
  14. Kosten für die Bereitstellung von Kreditlinien zur Finanzierung von Differenzbeträgen zwischen Einnahmen und Ausgaben,
  15. 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,
  16. Bonuszahlungen im Rahmen des Anreizmechanismus zur bestmöglichen Vermarktung nach § 7 Abs. 7 bis 9 AusglMechAV,
  17. Notwendige Kosten für die Einrichtung und Betrieb eines Anlagenregisters, sofern die ÜNB durch eine noch zu erlassene Verordnung zum Betrieb des Registers verpflichtet werden.
- (9) 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](http://www.eeg-kwk.net).

### **8.4.3 Jahresabrechnungen und jährliche Veröffentlichungen der ÜNB**

#### **8.4.3.1 Veröffentlichungs- und Transparenzpflichten i.V.m. der EEG-Umlage**

- (1) Nach § 3 Abs. 2 AusglMechAV sind die rÜNB verpflichtet, bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres die EEG-Umlage für das Folgejahr zu 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 § 33b 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](http://www.eeg-kwk.net)). Eine Veröffentlichung zusammengefasster Werte ist hierbei zulässig.

#### **8.4.3.2 Veröffentlichung der Jahresabrechnung der angeschlossenen EEG-Anlagen**

- (1) § 48 Abs. 1 EEG verpflichtet die rÜNB, 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:



1. Anlagenschlüssel (vgl. Abschnitt 8.2.2)
2. Einspeisemengen, aufgeteilt nach EEG-Vergütungskategorien
3. tatsächlich geleistete Vergütungszahlungen
4. vermiedene Netzentgelte
5. direkt vermarktete Strommengen getrennt nach Direktvermarktungsformen
6. tatsächlich geleistete Prämienzahlungen
7. Kosten der Nachrüstung von PV-Anlagen gemäß § 35 Abs. 1b EEG

#### **8.4.3.3 Veröffentlichung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der rÜNB**

- (1) § 7 Abs. 1 Nr. 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 8.4.2.1, Absätze (7) und (8) enthalten). Die Einnahmen und Ausgaben aus der Vermarktung des Stroms sind nach vortägiger und untertägiger Vermarktung aufzuschlüsseln. Die Liquiditätsreserve ist gesondert auszuweisen.
- (2) Da die Angaben zu Einnahmen und Ausgaben den rÜNB 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 EVU bis zum 31. Juli des Folgejahres durch einen Wirtschaftsprüfer oder vereidigten Buchprüfer bescheinigen zu lassen. Für den horizontalen Ausgleich zwischen den ÜNB nach § 3 Abs. 6 Satz 3 AusglMechV sowie die Endabrechnung mit den EVU muss die Bescheinigung folgende Angaben enthalten:

1. EEG-Einspeisungen in der Regelzone (energieartenscharf)
2. Vergütungszahlungen (energieartenscharf)
3. direkt vermarktete Strommengen (energieartenscharf)

4. Prämienzahlungen (energieartenscharf)
5. Selbstverbrauchsvergütung (selbst verbrauchter Solarstrom i.S.v. § 33 Abs. 2 EEG in der am 31.03.2012 geltenden Fassung oder Vorgängerfassungen) vermiedene Netzentgelte (energieartenscharf)
6. EEG-Umlagepflichtiger Letztverbrauch in der Regelzone (unterteilt nach voller EEG-Umlage, begrenzter EEG-Umlage und reduzierter EEG-Umlage)
7. Liefermengen an „Härtefallkunden“
8. Kosten der Nachrüstung von PV-Anlagen gemäß § 35 Abs. 1b EEG
9. 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 (7) und (8) enthalten)

#### **8.4.3.5 Jahresabrechnung des rÜNB gegenüber den Lieferanten**

- (1) Nach § 48 Abs. 2 EEG sind rÜNB 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.

## 8.4.4 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:
1. 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);
  2. 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 Verfahrensweisung 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. 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 8.4.2.1 Abs. (7) und (8) 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 Preise, Mengen und Stunden der im vor- und untertäglichen börslichen Handel beschafften oder veräußerten Strommengen an diese zu übermitteln.
- (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:**

- /1/ EEG: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 28. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730, 2743 f.)
- /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) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Februar 2013 (BGBl. I S. 346).
- /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).
- /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), zu-

- letzt 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](http://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](http://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](http://www.bundesnetzagentur.de) → Beschlusskammern → BK6 → Positionspapier zur verbesserten Prognose und Bilanzierung von Solarstrom-einspeisungen.
  - /17/ BNetzA: Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement - Abschaltfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte, 29.03.2011
  - /18/ BNetzA: Beschluss zur Festlegung von Marktprozessen für Einspeisestellen (Strom), Beschlusskammer 6, AZ BK6-12-153, 29. Oktober 2012.
  - /19/ HkNV: Verordnung über Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien (Herkunftsnachweisverordnung) vom 28. November 2011

### **Veröffentlichungen der Clearingstelle EEG:**

- /20/ Votum 2008/14 vom 19. September 2008: Anspruch auf Netzausbau, wirtschaftliche Zumutbarkeit; <http://www.clearingstelle-eeq.de/VotV/2008/14>.
- /21/ Hinweis 2009/14 vom 23. September 2010: Vorgaben gemäß § 6 Abs. 1 EEG 2009 für PV-Anlagen; [www.clearingstelle-eeq.de/hinww/2009/14](http://www.clearingstelle-eeq.de/hinww/2009/14).
- /22/ Empfehlung 2012/6 vom 21. Juni 2012: Abschlagszahlung im EEG 2012
- /23/ Empfehlung 2010/5 vom 4. Oktober 2010: Betriebliche Einrichtungen im Sinne des § 6 Abs. 1 EEG 2009.
- /24/ MaPrV: Verordnung über die Höhe der Managementprämie für Strom aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie vom 2. November 2012

### **Technische Richtlinien für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen:**

Die folgenden technischen Richtlinien sind auf der Internetseite des BDEW [www.bde.w.de](http://www.bde.w.de) unter der Rubrik Energie → Energienetze und Regulierung → Netzwirtschaft / Netzzugang → Netzanschluss Strom → NetzCodes und Richtlinien veröffentlicht.

#### Niederspannung:

- /25/ VDEW: Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“, 4. Ausgabe 2001.
- /26/ VDN: Merkblatt zur VDEW- Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“, 4. Ausgabe 2001, herausgegeben vom Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW, März 2004.
- /27/ VDN: Ergänzende Hinweise zur VDEW- Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“, 4. Ausgabe 2001, herausgegeben vom Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW, September 2005.
- /28/ VDN: TAB 2007: Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz, Stand Juli 2007.
- /29/ BDEW: Ergänzung zu den TAB 2007: Umsetzung des § 33 Abs. 2 EEG 2009 und des § 4 Abs. 3a KWKG 2009; Oktober 2009.

#### Mittelspannung:

- /30/ BDEW: Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz: TAB Mittelspannung 2008; Ausgabe Mai 2008.
- /31/ BDEW: Technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ (Ausgabe Juni 2008).
- /32/ 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).

- /33/ 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:

- /34/ 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.
- /35/ VDN: TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Version 1.1, August 2007.

#### **VDEW-Materialien und BDEW-Materialien zum EEG:**

Die folgenden Materialien sind im Mitgliederbereich der BDEW-Internetseite [www.bdew.de](http://www.bdew.de) unter der Rubrik Energie → Recht → EEG und KWK-G veröffentlicht.

- /36/ VDEW: VDEW-Materialien M-02/2005: Fragen und Antworten zum neuen EEG (I), Berlin, 24. Februar 2005
- /37/ VDEW: VDEW-Materialien M-03/2005: Fragen und Antworten zum neuen EEG (II), Berlin, 31. Mai 2005
- /38/ VDEW: VDEW-Materialien M-05/2005: Fragen und Antworten zum neuen EEG (III), Berlin, 17. November 2005
- /39/ VDEW: Energie Spezial: Fragen und Antworten zum neuen EEG (IV) – Praxis-Informationen für VDEW-Mitglieder, Berlin, 29. Mai 2006
- /40/ VDEW: Energie-Info: Fragen und Antworten zum neuen EEG (V), Berlin, 20. Dezember 2006
- /41/ BDEW: Energie-Info: Fragen und Antworten zum EEG 2012, Ausgabe „Direktvermarktung“, Berlin, 7. November 2012
- /42/ BDEW: Energie-Info: Fragen und Antworten zum EEG 2012, Ausgabe „Solarstrom“, Berlin, 7. November 2012
- /43/ BDEW: Energie-Info: Fragen und Antworten zum EEG 2012, Ausgabe „Wasserkraft“, Berlin, 7. November 2012



- /44/ BDEW: Energie-Info: Fragen und Antworten zum EEG 2012, Ausgabe „Einspeisemanagement“, Berlin, 7. November 2012
- /45/ BDEW Direkt Spezial, Ausgabe 102 | 08 vom 22. Dezember 2008: Wichtige Rechtsänderungen zum Jahreswechsel durch das EEG 2009
- /46/ BDEW: Energie-Info: „Fragen und Antworten zum EEG 2009“, Ausgabe „Netzanschluss und Netzausbau einschließlich Einspeisemanagement“, 2. Auflage; Berlin, 28. Februar 2010
- /47/ BDEW: Energie-Info: „Fragen und Antworten zum EEG 2009“, Ausgabe „Vergütung und Direktvermarktung“, 2. Auflage; Berlin, 28. Februar 2010
- /48/ BDEW: Energie-Info: „Fragen und Antworten zum EEG 2009“, Ausgabe „Biomasse“, 2. Auflage; Berlin, 28. Februar 2010
- /49/ BDEW: Energie-Info: „Fragen und Antworten zum EEG 2009“, Ausgabe „Windenergie“, 2. Auflage; Berlin, 28. Februar 2010
- /50/ BDEW: Energie-Info: „Fragen und Antworten zum EEG 2009“, Ausgabe „Solarstrom“, 2. Auflage; Berlin, 28. Februar 2010
- /51/ BDEW: Energie-Info: „Fragen und Antworten zum EEG 2009“, Ausgabe „Übergangsregelung für Palm- und Sojaöl – Anwendungsfragen und Verfassungsmäßigkeit“, 2. Auflage; Berlin, 28. Februar 2010
- /52/ BDEW: Energie-Info: „Fragen und Antworten zum EEG 2009“, Ausgabe „Messung und Messeinrichtungen“, 1. Auflage; Berlin, 28. Februar 2010
- /53/ BDEW: Energie-Info: „Fragen und Antworten zum EEG 2009“, Ausgabe „Wasserkraft“, 1. Auflage; Berlin, 28. Februar 2010
- /54/ BDEW: Energie-Info: „Fragen und Antworten zum EEG 2009“, Ausgabe „Vertriebsrechtliche Änderungen“, 2. Auflage; Berlin, 28. Februar 2010
- /55/ BDEW: Energie-Info: „Fragen und Antworten zum EEG 2009“, Ausgabe „Inbetriebnahme von EEG-Anlagen über einen Jahreswechsel“, 2. Auflage; Berlin, 28. Februar 2010
- /56/ BDEW extra vom 27. Oktober 2010: Praxishinweise zur vorgeschriebenen Installation von Regeleinrichtungen in EEG-Anlagen bis zum 31. Dezember 2010
- /57/ 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
- /58/ 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:**

- /59/ VDN: Handlungsempfehlung EEG/KWKG-Einspeiseprofile, Verband der Netzbetreiber (VDN) e.V. beim VDEW, Berlin, März 2006, online im BDEW-Mitgliederbereich unter [www.bdew.de](http://www.bdew.de) → Energie → Energienetze und Regulierung → Netzwirtschaft / Netzzugang → Last-/Einspeiseprofile → EEG-/KWKG-Einspeiseprofile
- /60/ VDN: Kalkulationstool Einspeiseprofile für Photovoltaik, Verband der Netzbetreiber (VDN) e.V. beim VDEW, Berlin, 01.03.2008, online im BDEW-Mitgliederbereich unter [www.bdew.de](http://www.bdew.de) → Energie → Energienetze und Regulierung → Netzwirtschaft / Netzzugang → Last-/Einspeiseprofile → EEG-/KWKG-Einspeiseprofile
- /61/ VDN: Kalkulationsleitfaden § 18 StromNEV, Verband der Netzbetreiber (VDN) e.V. beim VDEW, Berlin, 3. März 2007, online unter [www.bdew.de](http://www.bdew.de) → Energie → Energienetze und Regulierung → Netzwirtschaft / Netzzugang → EEG/KWK-G → EEG-Umsetzungshilfen
- /62/ 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](http://www.bdew.de) → Energie → Energienetze und Regulierung → Netzwirtschaft / Netzzugang → EEG/KWK-G → EEG-Umsetzungshilfen
- /63/ BDEW/VKU: Empfehlung von BDEW und VKU zur Wahl technischer Einrichtungen nach § 6 EEG, Berlin, 11. September 2009, online unter [www.bdew.de](http://www.bdew.de) → Energie → Energienetze und Regulierung → Netzwirtschaft / Netzzugang → EEG/KWK-G → EEG-Umsetzungshilfen
- /64/ BDEW: Umsetzungshilfe zum EEG 2009, Version 1.1, Berlin, 1. Dezember 2009, online unter [www.bdew.de](http://www.bdew.de) → Energie → Energienetze und Regulierung → Netzwirtschaft / Netzzugang → EEG/KWK-G → EEG-Umsetzungshilfen
- /65/ 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>
- /66/ BDEW: Prozessleitfaden für Netzbetreiber zur Nachrüstung von Photovoltaikanlagen gemäß der Systemstabilitätsverordnung (SysStabV), Berlin, 5. November 2012
- /67/ BDEW/VKU/BEE/BWE/BDW/Fachverband Biogas/BSW-Solar/AGFW/IVG: Ermittlung von Entschädigungszahlungen nach § 12 Abs. 1 EEG 2012, 13. Januar 2012
- /68/ FNN: Hinweise zur technisch/betrieblichen Umsetzung des Einspeisemanagements, Juni 2012

## 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 29.03.2000, in Kraft getreten am 01.04.2000, zuletzt geändert durch das zweite Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 22.12.2003 (BGBl. I S. 3074), in Kraft getreten am 01.01.2004
EEG 2004	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) <sup>53</sup> vom 21.07.2004, in Kraft getreten am 01.08.2004, zuletzt geändert durch Art. 1 des Ersten Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 07.11.2006 (BGBl. I S. 2550), in Kraft getreten am 01.12.2006
EEG 2009	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) <sup>54</sup> vom 25.10.2008 (BGBl. I S. 2074), in Kraft getreten am 01.01.2009, in der durch das „Europarechtsanpassungsgesetz“ vom 12.04.2011 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 24.07.2007 (BGBl. I S. 1519)
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz) vom 07.07.2005 (BGBl. I S. 1970), → siehe Literaturverzeichnis, Eintrag /3/
FGW	Fördergesellschaft Windenergie und andere erneuerbare Energien e. V.

---

<sup>53</sup> Artikel 1 des Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich vom 21.07.2004, in Kraft getreten am 01.08.2004

<sup>54</sup> Artikel 1 des Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften vom 25.10.2008, in Kraft getreten am 01.01.2009

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 25.07.2005 (BGBl. I S. 2225), zuletzt geändert durch Artikel 9 des Gesetzes vom 28.07.2011 (BGBl. I S. 1634)
StromNZV	Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV) vom 25.07.2005 (BGBl. I S. 2243), zuletzt geändert durch Artikel 10 des Gesetzes vom 28.07.2011 (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) .....	20
Abbildung 2: Messaufbau bei kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe.....	33
Abbildung 3: Inbetriebnahmebegriff, Vergütungshöhe und -dauer bei Inbetriebnahme einer EEG-Anlage (hier: Inbetriebnahme in 2009) unter Berücksichtigung einer Anfahrphase .....	40
Abbildung 4: Inbetriebnahmebegriff, Vergütungshöhe und -dauer bei Umstellung von Betrieb mit konventionellen Energieträgern auf Betrieb mit EEG-Energieträgern .....	41
Abbildung 5: Inbetriebnahmebegriff, Vergütungshöhe und -dauer bei Wechsel des Generators in bestehender EEG-Anlage; hier: Einbau eines neuen Generators .....	41
Abbildung 6: Zähleranordnung bei Messung der erzeugten Strommenge .....	84
Abbildung 7: EEG-Ausgleichsmechanismus ab Januar 2010 (ohne Grünstromprivileg und Solarstrom-Eigenverbrauch) .....	103
Abbildung 8: 21 Überführungszeitreihen, Ausprägung energieartenscharf und sortenrein.	107
Abbildung 9: Datenfluss und Veröffentlichung der Anlagenstammdaten und der unterjährig verfügbaren Bewegungsdaten, Überblick .....	121
Abbildung 10: Datenfluss und Veröffentlichung der Jahresabrechnungsdaten, Überblick..	121

# Anhänge zur Umsetzungshilfe zum EEG 2012

## 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 ohne Direktvermarktungsmengen:

ZR-Typ	Inhalt
<b>B I L</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Biomasse/ Biogas im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Lastgangzählung
<b>B I P</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Biomasse/ Biogas im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Standardeinspeisepprofile
<b>B I T</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Biomasse/ Biogas im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile
<b>G A L</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Deponie-, Klär- oder Grubengas im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Lastgangzählung
<b>G A P</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Deponie-, Klär- oder Grubengas im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Standardeinspeisepprofile
<b>G A T</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Deponie-, Klär- oder Grubengas im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile
<b>G E L</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Geothermieanlagen im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Lastgangzählung
<b>G E P</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Geothermieanlagen im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Standardeinspeisepprofile
<b>G E T</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Geothermieanlagen im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile
<b>S O L</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus solarer Strahlungsenergie im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Lastgangzählung
<b>S O P</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus solarer Strahlungsenergie im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Standardeinspeisepprofile
<b>S O T</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus solarer Strahlungsenergie im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile
<b>W F L</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Offshore-Windenergieanlagen im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Lastgangzählung
<b>W F P</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Offshore-Windenergieanlagen im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Standardeinspeisepprofile
<b>W F T</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Offshore-Windenergieanlagen im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile

<b>W N L</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Onshore-Windenergieanlagen im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Lastgangzählung
<b>W N P</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Onshore-Windenergieanlagen im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Standardeinspeisepprofile
<b>W N T</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Onshore-Windenergieanlagen im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile
<b>W A L</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Wasserkraftanlagen im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Lastgangzählung
<b>W A P</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Wasserkraftanlagen im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Standardeinspeisepprofile
<b>W A T</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Wasserkraftanlagen 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>B I 1</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Biomasse/ Biogas im VNB-BK für EEG, erfasst durch Lastgangzählung
<b>B I 2</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Biomasse/ Biogas im VNB-BK für EEG, erfasst durch Standardeinspeisepprofile
<b>B I 3</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Biomasse/ Biogas im VNB-BK für EEG, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile
<b>G A A</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Deponie-, Klär- oder Grubengas im VNB-BK für EEG, erfasst durch Lastgangzählung
<b>G A B</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Deponie-, Klär- oder Grubengas im VNB-BK für EEG, erfasst durch Standardeinspeisepprofile
<b>G A C</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Deponie-, Klär- oder Grubengas im VNB-BK für EEG, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile
<b>G E 1</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Geothermieanlagen im VNB-BK für EEG, erfasst durch Lastgangzählung
<b>G E 2</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Geothermieanlagen im VNB-BK für EEG, erfasst durch Standardeinspeisepprofile
<b>G E 3</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Geothermieanlagen im VNB-BK für EEG, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile
<b>S O 1</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus solarer Strahlungsenergie im VNB-BK für EEG, erfasst durch Lastgangzählung
<b>S O 2</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus solarer Strahlungsenergie im VNB-BK für EEG, erfasst durch Standardeinspeisepprofile
<b>S O 3</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus solarer Strahlungsenergie im VNB-BK für EEG, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile



<b>W F 1</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Offshore-Windenergieanlagen im VNB-BK für EEG, erfasst durch Lastgangzählung
<b>W F 2</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Offshore-Windenergieanlagen im VNB-BK für EEG, erfasst durch Standardeinspeiseprofile
<b>W F 3</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Offshore-Windenergieanlagen im VNB-BK für EEG, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeiseprofile
<b>W N 1</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Onshore-Windenergieanlagen im VNB-BK für EEG, erfasst durch Lastgangzählung
<b>W N 2</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Onshore-Windenergieanlagen im VNB-BK für EEG, erfasst durch Standardeinspeiseprofile
<b>W N 3</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Onshore-Windenergieanlagen im VNB-BK für EEG, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeiseprofile
<b>W A A</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Wasserkraftanlagen im VNB-BK für EEG, erfasst durch Lastgangzählung
<b>W A B</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Wasserkraftanlagen im VNB-BK für EEG, erfasst durch Standardeinspeiseprofile
<b>W A C</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Wasserkraftanlagen im VNB-BK für EEG, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeiseprofile

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 (ehemals § 15 Abs. 2 EEG 2004) an folgendem unverbindlichem Muster zu orientieren. Dieser Bericht ist um Ausführungen zu den Kosten für die Nachrüstung von PV-Anlagen nach § 35 Abs. 1b EEG zu ergänzen (s. hierzu BDEW-Prozessleitfaden /66/).

## 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 EEG mitgeteilten Daten zu veröffentlichen. Dieser Pflicht kommt die [VNB AG/GmbH] mit diesem Dokument nach.

#### Grundsystematik

Die gemäß § 16 sowie §§ 33g und 33i EEG durch den aufnahmeverpflichteten Verteilnetzbetreiber an die Anlagenbetreiber ausbezahlten Vergütungen und Prämien 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 Vergütungs- und Prämienzahlungen 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 (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. Dieser Bericht ist um Ausführungen zu den Kosten für die Nachrüstung von PV-Anlagen nach § 35 Abs. 1b EEG zu ergänzen (s. hierzu BDEW-Prozessleitfaden /66/).

### 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 Abs. 2 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 §§ 16 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. Außerdem zahlt [ÜNB AG/GmbH] an mittel- bzw. unmittelbar an das Netz angeschlossene Anlagen sowie an unterlagerte VNB die Prämien gemäß §§ 33g und 33i aus. Des Weiteren führt die [ÜNB AG/GmbH] den horizontalen Lastausgleich mit den drei anderen ÜNB durch. Der nach dem horizontalen Ausgleich bei [ÜNB AG/GmbH] verbleibende EEG-Strom wird an der Strombörse EPEX vermarktet (gem. § 2 AusglMechV i. V. m. § 1 AusglMechAV). Die Differenz zwischen den Ausgaben (z. B. Vergütungszahlungen an die nach §§ 8 und 16 EEG abnahme- und vergütungspflichtigen Netzbetreiber (VNB), Börsenzugangskosten oder Ausgleichsenergiekosten) einerseits sowie den Einnahmen (z. B. den Börsenerlösen) andererseits, wird als EEG-Umlage an die Lieferanten von Letztverbrauchern umgelegt (gem. §§ 3-6 AusglMechV i.V.m. § 6 AusglMechAV).

#### 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 Vergütungs- und Prämienzahlungen 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) 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.

Nach dem 31. Mai wurden die Daten der VNB 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 an Anlagenbetreiber ausgezahlten Prämien sowie 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, Vergütungs- und Prämienzahlungen 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 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 einer festgelegten Bagatellgrenze wurde ein anderer geeigneter Nachweis (z.B. Eigenmeldung der Geschäftsführung) erbracht.

Nach dem 31. Mai wurden die Daten der EVU 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 Umlagepflicht der EVU nach § 37 Abs. 2 EEG. Für die nicht privilegierten Strommengen betrug die Höhe der EEG-Umlage gem. Veröffentlichung der ÜNB vom 15. Oktober 20xx ([www.eeg-kwk.net](http://www.eeg-kwk.net)) x,xxx ct/kWh. Für EVUs die die Voraussetzungen nach § 39 EEG erfüllt haben, reduziert sich die Umlage um 2,0 ct/kWh. Die privilegierten Strommengen werden dabei mit einer nach §§ 40-43 begrenzten Umlage belastet.

In der Regelzone der [ÜNB AG/GmbH] betrug der Letztverbrauch im Betrachtungszeitraum \_\_\_\_\_. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Aufteilung des Letztverbrauchsabsatzes auf verschiedene Letztverbrauchsgruppen.

Letztverbrauchsabsatz	Menge in MWh	EEG-Umlage
Nicht-privilegiertes Letztverbrauchen		Volle EEG-Umlage
Umlagereduziert nach § 39 (1) und (3) EEG		Volle EEG-Umlage abzgl. 2 ct/kWh
Umlagereduziert nach § 66 (16) EEG		Umlagenbefreit
Privilegiertes Letztverbrauchen nach § 40-43 EEG		
Stromanteil zwischen 1 und 10 GWh		10 % EEG-Umlage
Stromanteil zwischen 10 und 100 GWh		1 % EEG-Umlage
Stromanteil über 100 GWh		EEG-Umlage: 0,05 ct/kWh
Stromanteil über 100 GWh, 20 % BWS-Intensität		EEG-Umlage: 0,05 ct/kWh
Schienenbahnen		EEG-Umlage: 0,05 ct/kWh

#### 5. Ermittlung der bundesweiten EEG-Abrechnung

Die vier Übertragungsnetzbetreiber aggregierten die eingespeisten EEG-Strommengen, die gezahlten Vergütungen und Prämien sowie die in Abzug gebrachten vermiedenen Netzentgelte gemäß § 35 Abs. 2 EEG in Verbindung mit § 18 Abs. 2 StromNEV. Ebenso wurden die Einnahmen aus der EEG-Umlage sowie der Stromabsatz an privilegierte, umlagereduzierte und nicht privilegierte Letztverbraucher zusammengefasst.

[Ggf. weitere Hinweise]

##### 5.1 Ermittlung des bundesweiten EEG-Quotienten

Zur Ermittlung des EEG-Quotienten 20xx gemäß § 54 Abs. 3 EEG wird die gesamte EEG-Strommenge durch die gesamten Einnahmen aus der EEG-Umlage dividiert. Daraus ergibt sich ein Wert von x,xx kWh/€ (siehe auch [www.eeg-kwk.net](http://www.eeg-kwk.net) -> Jahresabrechnungen -> Jahresabrechnung 20xx).

## 5.2 Hinweise zur EEG-Umlage

Im Rahmen der treuhänderischen Abwicklung des EEG und Bestimmung der EEG-Umlage ist aus den vorherigen Abschnitten ersichtlich, dass [ÜNB AG/GmbH] sowohl Einnahmen als auch Ausgaben hatte. Die Einnahmen ergaben sich hauptsächlich aus der in Abschnitt 4 beschriebenen Bewertung der Absatzmengen an Letztverbraucher mit der EEG-Umlage sowie den Börsenerlösen aus dem Verkauf des an die [ÜNB AG/GmbH] gelieferten EEG-Stromes (vgl. Abschnitt 1). Die Ausgaben setzten sich aus mehreren Kategorien zusammen. Die größte Ausgabenposition bildete die unter Abschnitt 3 dargestellten Vergütungs- und Prämienzahlungen an die VNB. Daneben gab es noch weitere Ausgabenkategorien, wie z.B. Kosten für die Bewirtschaftung des EEG-Bilanzkreises, die Börsenzulassungen und die Handelsanbindung oder Kosten für die Bereitstellungen der Kreditlinien. Detaillierte Informationen sind hierzu in dem § 3 Abs. 4 AusglMechV und § 6 Abs. 1 AusglMechAV zu finden.

Da die Abwicklung des EEG durch die vier ÜNB als aufwandsneutraler Prozess zu sehen ist, wird der Saldo aus Einnahmen und Ausgaben bei der Ermittlung der EEG-Umlage für das folgende Jahr berücksichtigt. Dazu fließen die Ausgaben- und Einnahmenpositionen aller ÜNB auf einem EEG-Konto zusammen, wodurch jederzeit eine Auswertung des Saldos möglich ist. So wird zur Berechnung der EEG-Umlage des Folgejahrs der Kontostand des EEG-Kontos vom 30. September des laufenden Jahres miteinbezogen.

## 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:	<b>Energieart:</b> Wa = Wasser, Bi = Biomasse, Ga = Deponie-, Klär- und Grubengas Ge = Geothermie Wi = Wind So = Solarenergie
Stelle 3:	„K“ für Kategorie
Stelle 4	relevanter <b>Paragraph</b> 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 <b>Vergütungszone</b>
Stelle 6	„n“ bei Biomasseanlagen für die Vergütungszone 0-150 kW <sup>55</sup> „a“ sonst
Stellen 7-12 (außer Biomasse)	Minuszeichen
Stellen 7-12 ( <b>Biomasse</b> )	Angabe der <b>Bonusregelungen:</b>

---

<sup>55</sup> 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.

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 (Vergütungszonen) – 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**<sup>56</sup>:

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-Bonus<sup>57</sup>

Alle weiteren Stellen bis Stelle 12 werden mit Minuszeichen aufgefüllt.

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

---

<sup>56</sup> 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.

<sup>57</sup> 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:**<sup>58</sup>

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:**

---

<sup>58</sup> 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)**<sup>59</sup>

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

„S“ bei Vorliegen der Voraussetzungen für den SDL-Bonus<sup>60</sup>

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)

---

<sup>59</sup> auch bei den Repowering-Kategorien

<sup>60</sup> 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)

**d) Anlagen mit Vergütung nach EEG 2012**

Stellen 1-2: Energieart:

Wa = Wasser,

Bi = Biomasse,

Ga = Deponie-, Klär- oder Grubengas (bis Inbetriebnahmejahr 2008)

De = Deponiegas (ab Inbetriebnahmejahr 2009)

Kl = Klärgas (ab Inbetriebnahmejahr 2009)

Gr = Grubengas (ab Inbetriebnahmejahr 2009)

Ge = Geothermie

Wi = Wind (bis Inbetriebnahmejahr 2008)

Wn = Wind onshore (ab Inbetriebnahmejahr 2009)

Wr = Wind Repowering (ab Inbetriebnahmejahr 2009)

Wf = Wind offshore (ab Inbetriebnahmejahr 2009)

So = Solarenergie-Freiflächenanlagen (auch an oder auf Gebäuden bis Inbetriebnahmejahr 2008)

Sg = Solarenergie an oder auf Gebäuden (ab Inbetriebnahmejahr 2009)

Stelle 3: „K“ für Kategorie

Stellen 4-5, z.T. 4-6 relevanter Paragraph aus dem EEG 2012:

17 für Verringerung des Vergütungsanspruchs (alle Energieträger)

23 für Wasserkraft

24 für Deponiegas

25 für Klärgas

26 für Grubengas

27 für Biomasse

27a für Vergärung von Bioabfällen (Energieträger Biomasse)

27b für Vergärung von Gülle (Energieträger 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

33a für Selbstverbrauch und Verbrauch durch Dritte in räumlicher Nähe

(alle Energieträger)

33b für Direktvermarktung (alle Energieträger)

33f für Verringerung des Vergütungsanspruchs (alle Energieträger)

33g für Verringerung des Vergütungsanspruchs (alle Energieträger)

33i für Flexibilitätsprämie (Energieträger Biomasse)

35 Wälzbare Kosten gemäß Systemstabilitätsverordnung

38 Sondervergütungen aufgrund Gerichts- oder Clearingstellenurteile

39 für Nichtanerkennung als Grünstrom (alle Energieträger)

66 für Verringerung des Vergütungsanspruchs

Stelle 6, teils 7 fortlaufende Nummer (i. d. R. entsprechende(r) Absatz / Satz / Ziffer innerhalb des Paragraphen) zur Darstellung der jeweiligen Vergütungszone oder anderer vergütungsrelevanter Angaben:

a) Windenergie: Anfangs- oder Endvergütung

b) Solarenergie: Einspeise- oder Eigenverbrauchsvergütung

Stelle 7 (Wasser) Angabe zur Modernisierung:

„M“ für Vergütungskategorien, die bei modernisierten Wasserkraftanlagen zu verwenden sind.

Stellen 7-11 (Biomasse) Angabe der Vergütungsboni:

Die Kürzel für die gewährten Vergütungsboni werden in den Stellen 7 bis 11 nach und nach in folgender Reihenfolge eingeführt:

1. Einsatzstoffklassen-Bonus (E1a, E1b, E1c, E1d, E2a, E2b oder E2c)

2. Gasaufbereitungsbonus (G1, G2 oder G3)

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

Stellen 7-8 (Gase) Angabe des Gasaufbereitungsbonus:

Gasaufbereitungsbonus (G1, G2 oder G3)

Stelle 7 (Geothermie) Angabe des Bonus für petrothermale Techniken

Bonus für petrothermale Techniken (P)

Stelle 7 (Windenergie) Angabe des Systemdienstleistungs-Bonus (SDL-Bonus):

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

Stellen 7-8 (Solar) Angabe zum Solarstrom-Selbstverbrauch in Stelle 7:

"1" - fiktive Einspeisung des selbstverbrauchten Stroms

"2" - fiktive Rückspeisung des selbstverbrauchten Stroms bis zu 30 % der Gesamterzeugung der Anlage im Kalenderjahr

"3" - fiktive Rückspeisung des selbstverbrauchten Stroms über 30 % der Gesamterzeugung der Anlage im Kalenderjahr

In Stelle 8 wird die Leistungsstufe (0 ... 30 kW, 30 ... 100 kW und 100 ... 500 kW) unterschieden.

Stellen 10-12 Angabe zum ersten Inbetriebnahmemonat in Stellen 10 bis 12:

unterjährig einsetzende neue Vergütungssätze (bei PV-Anlagen z. B. ab Juli): Monatsangaben in den Stellen 10 bis 12

Stellen 9-14 Angaben zur Direktvermarktung, z. B. "---SV", "GSP-DV", "-SO-DV" oder "--FLP"

Stellen 13-14 Angaben zur gekürzten Vergütung, z. B. "MW" für Marktwert und "-0" für 0 ct/kWh.

Stellen 13-14: Inbetriebnahmejahr (2-stellig) für Vergütungskategorien nach § 23 bis § 33, die vom Inbetriebnahmejahr abhängig sind

Alle nicht benutzten Stellen werden mit Minuszeichen aufgefüllt.

### **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:	<b>Energieart</b> (Kürzel vgl. oben)
Stelle 3:	Minuszeichen
Stelle 4 bis 7:	„vNNE“ für <b>vermiedene Netzentgelte</b>
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 2009 sowie der bis 31. März 2012 geltenden Fassung des EEG

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

## **Anhang 4: Tabellen mit Vergütungssätzen**

EEG-Vergütungskategorientabellen mit allen Kategorien, Erläuterungen und Beispielen finden Sie auf der Seite [http://www.eeg-kwk.net/de/EEG\\_Umsetzungshilfen.htm](http://www.eeg-kwk.net/de/EEG_Umsetzungshilfen.htm).