

# Umsetzungshilfe zum EEG 2014

Empfehlungen für Netzbetreiber zur Umsetzung des  
Gesetzes für den Ausbau Erneuerbarer Energien  
(Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014)  
und der damit verbundenen Verordnungen

Oktober 2015



© **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 August 2015

# Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis .....</b>	<b>3</b>
<b>Einleitung.....</b>	<b>9</b>
<b>1 Netzanschluss und Netzkapazitätserweiterung.....</b>	<b>12</b>
1.1 Grundsätze zum Netzanschluss von EEG-Anlagen .....	13
1.2 Technische Vorgaben.....	16
1.3 Pflicht zur Erweiterung der Netzkapazität .....	18
1.4 Kostentragung .....	20
1.5 Betrieb von mehreren Erzeugungsanlagen an demselben Netzanschluss.....	22
<b>2 Messstellenbetrieb und Messung.....</b>	<b>25</b>
2.1 Allgemeines.....	25
2.2 Messung über eine gemeinsame Messeinrichtung gemäß § 32 Abs. 3 und 4 EEG.....	26
<b>3 Einspeisemanagement .....</b>	<b>28</b>
3.1 Allgemeines.....	28
3.2 Technische Umsetzung Anlagenbetreiber/Netzbetreiber .....	29
3.3 Dokumentation von Einsätzen .....	33
3.4 Ermittlung der Entschädigungszahlungen gemäß § 15 EEG .....	34
<b>4 Abnahme und Übertragung.....</b>	<b>38</b>
4.1 Allgemeines.....	38
4.2 Einspeisung in das Netz des Anlagenbetreibers bzw. Dritter gemäß § 11 Abs. 2 EEG.....	39
<b>5 Anlagenregister .....</b>	<b>42</b>
5.1 Allgemeines.....	42
5.2 Neuanlagen .....	42
5.3 Bestandsanlagen.....	43
5.4 Mitwirkung der Netzbetreiber .....	44
<b>6 Förderung.....</b>	<b>45</b>

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

6.1	Allgemeine Vorschriften .....	45
6.1.1	Allgemeine Hinweise zum Förderanspruch .....	45
6.1.2	Verringerung der Förderanspruches bei Pflichtverstößen.....	47
6.1.3	Bestimmung der Förderung.....	49
6.1.4	Inbetriebnahme, Förderbeginn und -dauer .....	49
6.1.5	Förderzonen.....	50
6.1.6	Leistungsseitige Zusammenfassung von Anlagen.....	52
6.1.7	Übergangsbestimmungen .....	54
6.1.8	Absenkung der Förderung.....	54
6.1.8.1	Biomasse.....	57
6.1.8.2	Absenkung der Förderung für Windenergie an Land.....	57
6.1.8.3	Solare Strahlungsenergie .....	58
6.2	Fördervorschriften für Wasserkraftanlagen .....	59
6.2.1	Grundsätzliches .....	59
6.2.2	Fördervoraussetzungen .....	60
6.2.3	Ertüchtigte Bestandsanlagen .....	61
6.2.3.1	Anlagen, die vor dem 01.01.2009 in Betrieb genommen wurden .....	61
6.2.3.2	Installierte Leistung nach Abschluss der Ertüchtigung über 5 MW .....	61
6.2.4	Förderung .....	62
6.2.5	Besondere Nachweispflichten bei Wasserkraftanlagen .....	62
6.2.6	Übergangsbestimmungen .....	63
6.3	Fördervorschriften für Deponiegas-, Klärgas- und Grubengasanlagen .....	64
6.3.1	Allgemeine Fördervoraussetzungen .....	64
6.4	Fördervorschriften für Biomasse.....	66
6.4.1	Allgemeine Fördervoraussetzungen.....	66
6.4.1.1	Spezielle Fördervoraussetzungen für Biogas.....	66
6.4.2	Anzulegende Werte.....	67
6.4.3	Besondere Förderregelungen für Strom aus der Vergärung von Bioabfällen.....	68
6.4.3.1	Fördervoraussetzungen.....	68
6.4.3.2	Anzulegende Werte .....	68
6.4.4	Besondere Förderregelungen für Strom aus der Vergärung von Gülle .....	69
6.4.4.1	Fördervoraussetzungen.....	69
6.4.4.2	Anzulegende Werte .....	70

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

6.4.5	Förderregelungen für die Bereitstellung flexibler installierter Leistung von Biogasanlagen .....	70
6.4.5.1	Flexibilitätszuschlag für neue Biogasanlagen.....	70
6.4.5.2	Flexibilitätsprämie für bestehende Biogasanlagen .....	71
6.4.6	Verstöße gegen Fördervoraussetzungen .....	71
6.4.7	Besondere Nachweispflichten für Biomasseanlagen .....	71
6.4.8	Übergangsbestimmungen für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.08.2014.....	72
6.5	Fördervorschriften für gasförmige Energieträger bei Durchleitung durch Erdgasnetze .....	74
6.5.1	Fördervoraussetzungen .....	74
6.5.2	Förderung von durchgeleitetem Deponiegas, Klärgas, Grubengas .....	74
6.5.3	Förderung von Biomethan.....	75
6.5.4	Übergangsvorschriften für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.08.2014.....	76
6.6	Fördervorschriften für Geothermieanlagen .....	77
6.6.1	Allgemeine Fördervoraussetzungen und anzulegende Werte .....	77
6.7	Fördervorschriften für Windenergieanlagen an Land .....	78
6.7.1	Allgemeine Vergütungsvoraussetzungen .....	78
6.7.2	Grund- und Anfangsförderung.....	78
6.7.3	Besondere Nachweispflichten bei Windenergieanlagen an Land .....	80
6.8	Fördervorschriften für Windenergieanlagen auf See.....	81
6.9	Fördervorschriften für Photovoltaikanlagen.....	83
6.9.1	Allgemeines .....	83
6.9.2	Anlagenbegriff und Zusammenfassung von Anlagen .....	83
6.9.3	Fördervoraussetzungen und Fördersätze.....	84
6.9.3.1	Förderung von Strom aus Anlagen im Sinne von § 51 Abs. 1 EEG.....	84
6.9.3.2	Förderung von Strom aus Anlagen im Sinne von § 51 Abs. 2 und 3 EEG.....	86
6.9.4	Ersatz von defekten, beschädigten oder gestohlenen Anlagen (§ 51 Abs. 4 EEG).....	88
6.9.5	Besondere Nachweispflichten für PV-Anlagen .....	89
6.9.6	Ausschreibungsmodell für PV-Anlagen .....	90

<b>7</b>	<b>Direktvermarktung und sonstige Veräußerungsformen .....</b>	<b>92</b>
7.1	Gesetzliche Regelung .....	92
7.1.1	Marktprämie .....	96
7.1.2	Flexibilitätsprämie .....	99
7.1.3	Abschläge .....	102
7.2	Datenaustausch zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.....	103
7.3	Datenaustausch zwischen stromaufnehmendem Lieferant/BKV und Anschlussnetzbetreiber .....	108
7.4	Datenaustausch zwischen avNB und rÜNB.....	109
<b>8</b>	<b>Ausgleichsmechanismus und Jahresabrechnung .....</b>	<b>112</b>
8.1	Der EEG-Aufnahmeprozess .....	112
8.1.1	Aufnahme der EEG-Einspeisung durch den avNB .....	113
8.1.2	Lieferung der vom avNB aufgenommenen EEG-Strommengen an den rÜNB.....	117
8.1.3	Vergütung an den avNB durch den rÜNB.....	121
8.2	Horizontaler Ausgleich zwischen den ÜNB.....	122
8.3	Vermarktung des EEG-Stroms .....	124
8.4	Erhebung der EEG-Umlage.....	125
8.4.1	Erhebung der EEG-Umlage von Eigenversorgern durch Netzbetreiber.....	130
8.5	Jahresabrechnung.....	134
8.5.1	Datenübermittlung der avNB an den rÜNB.....	134
8.5.2	Ausgleich der energetischen und finanziellen Differenzen.....	136
<b>9</b>	<b>Transparenz .....</b>	<b>137</b>
9.1	Überblick zu den Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten .....	137
9.2	Mitteilungen vom Anlagenbetreiber zum Netzbetreiber.....	140
9.2.1	Gesetzliche Regelung .....	140
9.2.2	Hinweise für Netzbetreiber .....	141
9.3	Mitteilungen und Veröffentlichungen der Netzbetreiber .....	143
9.3.1	Gesetzliche Regelung .....	143
9.3.2	Mitteilungen von Anlagenstammdaten und unterjährig verfügbaren Bewegungsdaten .....	144
9.3.2.1	Umfang der unterjährigen Mitteilungen an den rÜNB.....	144

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

9.3.2.2	Zeitpunkt der unterjährigen Mitteilungen an den rÜNB.....	147
9.3.2.3	Unterjährige Veröffentlichungen der Netzbetreiber .....	147
9.3.3	Jahresabrechnungen der avNB.....	147
9.3.3.1	Jahresabrechnung der avNB gegenüber dem rÜNB .....	148
9.3.3.2	Veröffentlichung der Jahresabrechnung der avNB.....	149
9.3.3.3	Übermittlung der Jahresabrechnung der avNB an die Bundesnetzagentur.....	149
9.3.3.4	Prüfungsvermerke der Wirtschaftsprüfer zu den Jahresabrechnungen der avNB .....	150
9.3.3.5	Erstellen eines Berichts über die Datenermittlung.....	150
9.4	Mitteilungen und Veröffentlichungen des rÜNB .....	151
9.4.1	Gesetzliche Regelung .....	151
9.4.2	Unterjährige Veröffentlichungen.....	152
9.4.2.1	Veröffentlichungen im Rahmen der Direktvermarktung.....	152
9.4.2.2	Transparenz der Vermarktungstätigkeit .....	153
9.4.3	Jahresabrechnungen und jährliche Veröffentlichungen der ÜNB.....	157
9.4.3.1	Veröffentlichungs- und Transparenzpflichten i. V. m. der EEG-Umlage ....	157
9.4.3.2	Veröffentlichung der Jahresabrechnung der angeschlossenen EEG- Anlagen .....	158
9.4.3.3	Veröffentlichung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der rÜNB .....	159
9.4.3.4	Prüfungsvermerk des Wirtschaftsprüfers des rÜNB zur Jahresabrechnung .....	159
9.4.3.5	Jahresabrechnung des rÜNB gegenüber den Lieferanten, Eigenversorgern und Letztverbrauchern .....	160
9.4.3.6	Erstellen eines Berichts über die Datenermittlung.....	160
9.4.4	Meldungen an die Bundesnetzagentur .....	161
9.4.4.1	Unterjährige Meldungen.....	161
9.4.4.2	Jährliche Meldungen.....	161
	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>164</b>
	<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>171</b>
	<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>174</b>
	<b>Anhänge zur Umsetzungshilfe zum EEG 2014.....</b>	<b>175</b>

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

Anhang 1: Zeitreihentypen für die EEG-Strom-Aufnahme und -Weitergabe .....	175
Anhang 2: Vorschlag für Berichte der Netzbetreiber nach § 77 EEG .....	179
Anhang 3: Hinweise zu EEG-Vergütungskategorientabelle und Kategorienbezeichnungen.....	184



## Einleitung

### Gesetzesentwicklung, Entstehung und Ziel der Umsetzungshilfe

Das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) wurde erstmals zum 01. April 2000 eingeführt (EEG 2000). Umfassende Novellierungen des EEG folgten zum 01. August 2004 (EEG 2004), zum 01. Januar 2009 (EEG 2009) und zum 01. Januar 2012 (EEG 2012).

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, sowie mit den Eigenversorgern bei entsprechender EEG-Umlagepflicht. Zudem trifft das EEG Regelungen für die geförderte und ungeforderte Direktvermarktung.

Am 01. August 2014 trat das erneut weitgehend überarbeitete Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien in Kraft (EEG /1/). Wesentliche Neuerungen sind unter anderem:

- die Festlegung von Ausbaupfaden für verschiedene Energieträger,
- die Einrichtung eines Anlagenregisters bei der Bundesnetzagentur (BNetzA),
- die Direktvermarktung als vorrangige Veräußerungsform von EEG-Strom,
- die Einführung von Ausschreibungen zur Ermittlung der Förderhöhe von PV-Freiflächenanlagen sowie
- die Erweiterung der EEG-Umlagepflicht auf Eigenversorgungen, deren Erhebung durch die Netzbetreiber im Rahmen Novellierung der Ausgleichsmechanismusverordnung vom 17. Februar 2015 (AusglMechV /8/) geregelt wurde.

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 2012, den Umsetzungserfahrungen der vergangenen Jahre sowie der ergangenen Rechtsprechung be-

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

schreibt 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.

Die im September 2015 laufenden Gesetzgebungsverfahren zum Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, Strommarktgesetz sowie dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende können in dieser Umsetzungshilfe noch nicht berücksichtigt werden, da sie zum Finalisierungszeitpunkt noch nicht in Kraft getreten waren.

### **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 2014“ zusammengestellt und kontinuierlich fortgeschrieben werden. Bis August 2015 (Redaktionsschluss) wurden Informationen in Einzelausgaben zum EEG 2014 zu folgenden Themengruppen herausgegeben und im Mitgliederbereich der BDEW-Internetseite zur Verfügung gestellt:

Zu allgemeinen Themen:

- Anwendungshilfe zu den wesentlichen Änderungen des EEG 2014 gegenüber den Vorgängerfassungen und den Förderbedingungen für Neuanlagen („Anwendungshilfe zum EEG 2014“)
- Anwendungshilfe zu den Fördergrundlagen des EEG 2014

Zu speziellen Themen und Verordnungen:

- Anwendungshilfe zur EEG-Umlage (insbesondere zu Eigenversorgung, Umsetzung der Ausgleichsmechanismusverordnung)
- Anwendungshilfe zur EEG-Anlagenregisterverordnung
- Fragen und Antworten zur Systemstabilitätsverordnung - Teil 2: Weitere Erzeugungsanlagen
- Fragen und Antworten zum EEG 2014 - Ausgabe "Biomasse"

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- Fragen und Antworten zum EEG 2014 - Ausgabe "Solarstrom" (Freiflächenaus-schreibungsverordnung)
- Fragen und Antworten zum EEG 2014 - Ausgabe "Einspeisemanagement"
- Fragen und Antworten zur Fernsteuerbarkeit nach § 36 EEG 2014

Alle Anwendungshilfen sind auf der Seite "Fragen und Antworten zum EEG" im geschlosse-nen Mitgliederbereich auf der BDEW-Internetseite abrufbar.

In den einzelnen Kapiteln der vorliegenden Umsetzungshilfe wird auf weitere Hinweise in den jeweiligen „Fragen und Antworten zum EEG 2014“ 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 gemäß § 7 Abs. 1 EEG<sup>1</sup> Netzbetreiber den Netzanschluss von EEG-Anlagen z. B. nicht vom Abschluss eines Vertrages (Einspeisungs-, Netzanschluss- oder Stromlieferungsvertrag) 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 § 10 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 § 7 Abs. 2 EEG darf aber ein entsprechender Vertrag weder zu Lasten des Anlagenbetreibers noch zu Lasten des Netzbetreibers von den Bestimmungen des EEG abweichen.
- (3) Gemäß § 8 Abs. 1 EEG erfolgt der Netzanschluss von EEG-Anlagen am Netzverknüpfungspunkt. In den Technischen Richtlinien für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen /47/ bis /55/ wird diese Stelle als Netzanschlusspunkt bezeichnet. Der Netzverknüpfungspunkt ist nach § 8 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 dieses oder ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist. Mit dem EEG 2014 erfolgte nunmehr die Umsetzung der Rechtsprechung des BGH-Urteils vom 10. Oktober 2012 /29/ in den Geset-

---

<sup>1</sup> Nennungen des EEG ohne Jahreszahl sind solche des EEG 2014.

zestext, dass nicht nur alternative Netzverknüpfungspunkte eines anderen, sondern auch „dieses“ Netzes maßgeblich sind.<sup>2</sup>

## 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 /25/. 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 § 8 Abs. 1 Satz 1, 2. Halbsatz, EEG werden bei der Berechnung des technisch und wirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunkts nur die unmittelbar durch den Netzanschluss entstehenden Kosten in den Variantenvergleich mit einbezogen. Hierzu gehören die Kosten, die aufgrund des Anschlusses der Anlage an das entsprechende Netz entstehen können. Nicht in den Variantenvergleich einbezogen werden die mit-

---

<sup>2</sup> Der BGH hatte dies in der erwähnten Entscheidung bereits zum EEG 2009, in dem nicht ausdrücklich auch auf „dieses“ Netz verwiesen wurde, festgestellt.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

telbaren Kosten, die z. B. aufgrund der Verluste bei längeren Netzanschlussleitungen oder durch Umspannungsverluste entstehen.

- (4) Eine Ausnahme von der gesamtwirtschaftlichen Betrachtungsweise zur Ermittlung des Netzverknüpfungspunktes besteht nach § 8 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<sup>3</sup> mit dem Netz für die allgemeine Versorgung als günstigster Netzverknüpfungspunkt. Bei Photovoltaikanlagen ist die installierte Modulleistung in kWp maßgeblich.
- (5) Anlagenbetreiber sind nach § 8 Abs. 2 EEG berechtigt, einen anderen im Hinblick auf die Spannungsebene technisch geeigneten Netzverknüpfungspunkt zu wählen, es sei denn, die daraus resultierenden Mehrkosten des Netzbetreibers sind nicht unerheblich.<sup>4</sup>
- (6) Netzbetreiber sind nach § 8 Abs. 3 EEG berechtigt, EEG-Anlagen einen anderen als den gesamtwirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunkt zuzuweisen. Dies gilt nach § 8 Abs. 3 EEG nicht, wenn die Abnahme des Stroms aus der betroffenen Anlage nach § 11 Abs. 1 EEG nicht sichergestellt wäre. Befristete betriebsbedingte Maßnahmen, wie Wartungsarbeiten, Störungsbeseitigung oder Netzausbau sowie Maßnahmen zur Gewährleistung der Netz- oder Systemsicherheit sind hierdurch nicht ausgeschlossen, weiterhin möglich und für die Prüfung des Netzverknüpfungspunktes ohne Bedeutung.
- (7) Stellt ein Einspeisewilliger ein Netzanschlussbegehren im Sinne des § 8 Abs. 5 Satz 1 EEG, löst dies folgende Rechte und Pflichten aus:

---

<sup>3</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>4</sup> Vgl. dazu BGH, Urteil vom 10.10.2012, Az.: VIII ZR 362/11 zum EEG 2009; zur Auslegung des EEG 2014 siehe die BDEW- Anwendungshilfe zu den wesentlichen Änderungen des EEG 2014 gegenüber den Vorgängerversionen und den Förderbedingungen für Neuanlagen, S. 19.

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

(8) Netzbetreiber sind verpflichtet, Einspeisewilligen nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens unverzüglich einen genauen Zeitplan für die Bearbeitung des Netzanschlussbegehrens zu übermitteln (§ 8 Abs. 5 EEG). In diesem Zeitplan ist anzugeben:

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

Gemäß § 8 Abs. 6 EEG sind Netzbetreiber außerdem 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 Anlagenbetreibern durch den Netzanschluss entstehen; dieser Kostenvoranschlag umfasst nur die Kosten, die durch die technische Herstellung des Netzanschlusses entstehen, und insbesondere nicht die Kosten für die Gestattung der Nutzung fremder Grundstücke für die Verlegung der Netzanschlussleitung,
4. die zur Erfüllung der Pflichten nach § 9 Abs. 1 und 2 EEG erforderlichen Informationen.

Zu beachten ist, dass gemäß § 8 Abs. 6 Satz 2 EEG das Recht der Anlagenbetreiber nach § 10 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 § 8 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 /47/ bis /55/ in der jeweils gültigen Fassung genannten Netzanschlusskriterien und den dort beschriebenen weiteren Anforderungen.

- (10) In der Rechtsprechung ist umstritten, ob der Netzbetreiber für die Netzverträglichkeitsprüfung selbst ein Entgelt verlangen kann oder ob diese als notwendige Vorstufe für die Ermittlung des Verknüpfungspunkts in den Pflichtenkatalog des Netzbetreibers fällt und damit kostenfrei durchzuführen ist. Die Praxis in der Branche ist in diesem Punkt sehr unterschiedlich. Die Clearingstelle EEG hat hierzu den Hinweis 2013/20 veröffentlicht, in dem sie von einer grundsätzlich unentgeltlich vorzunehmenden Netzverträglichkeitsprüfung ausgeht./44/

## 1.2 Technische Vorgaben

- (1) Anlagenbetreiber sind nach § 9 Abs. 1 EEG verpflichtet, EEG und KWKG-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 gemäß § 9 Abs. 2 EEG 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.

Hinweise zur technischen Umsetzung dieser Vorschrift sind im Abschnitt 3.2 zu finden.

- (2) Als Einrichtung zur Abrufung der jeweiligen Ist-Einspeisung sollte eine Einrichtung zur Erfassung von mindestens ¼-h-Leistungsmittelwerten vorgesehen werden, wie z. B. registrierende Leistungsmessungen, Auswertung von Impulsen. Der Anlagenbetreiber hat die entsprechenden technischen Einrichtungen einschließlich der Einrichtungen zur Fernauslesung (d. h. Schnittstelle und Anschlussvorrichtung zum Telekommunikationsnetz (bspw. DFÜ-Einrichtung, Modem) einschließlich Verbindungsleitungen zwischen der Einrichtung und dem Telekommunikationsnetz) auf seine Kosten zu stellen und dem Netzbetreiber freien Zugriff auf die Daten zu gewähren.



Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- (3) Die Ausführung der Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung richtet sich gemäß § 10 Abs. 2 EEG nach den technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers.<sup>5</sup>
- (4) Nach § 9 Abs. 6 EEG müssen darüber hinaus Windenergieanlagen, die vor dem 01.01.2017 in Betrieb genommen worden sind, die Anforderungen der Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV) einhalten.
- (5) Gemäß § 9 Nr. 5 EEG muss bei Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas sichergestellt sein, dass ein neu zu errichtendes Gärrestelager am Standort der Biogaserzeugung technisch gasdicht abgedeckt ist und die hydraulische Verweilzeit in dem gasdichten und an eine Gaswertung angeschlossenen neuen 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 eingesetzt wird. Die hydraulische Verweilzeit von 150 Tagen ist nicht einzuhalten, wenn ein Förderungsanspruch für die Vergärung von Bioabfällen nach §§ 19, 45 EEG besteht (vgl. Abschnitt 6.4.1.1).
- (6) Die Ausführung des Netzanschlusses und die übrigen für die Sicherheit des Netzes notwendigen technischen Einrichtungen müssen nach § 10 Abs. 2 EEG den im Einzelfall notwendigen technischen Anforderungen des Netzbetreibers – insbesondere den Vorgaben der Technischen Richtlinien für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen /47/ bis /55/ und § 49 des Energiewirtschaftsgesetzes vom 07. Juli 2005 (EnWG) in der jeweils geltenden Fassung entsprechen.
- (7) Solange Betreiber von Anlagen mit Inbetriebnahme ab 01. August 2014 die Verpflichtung nach § 9 Abs. 1, 2, 5 oder 6 EEG nicht erfüllen, reduziert sich gemäß § 9 Abs. 7 EEG der Anspruch auf finanzielle Förderung nach Maßgabe des § 25 Abs. 2 EEG. Demnach verringert sich der nach § 23 Abs. 1 Satz 2 EEG für die Berechnung der Förderung anzulegende Wert auf den Monatsmarktwert. Die Verringerung gilt für die

---

<sup>5</sup> Zu der Möglichkeit, die Anforderungen mit einer rund um die Uhr besetzten Leitwarte zu erfüllen, siehe Fragen und Antworten zum EEG 2012 - Ausgabe "Einspeisemanagement", 2. Auflage, Seite 25 f /60/.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

Dauer des Verstoßes gegen die Vorgaben des § 9 Abs. 1, 2, 5 oder 6 EEG. Dies gilt nicht für Anlagen mit Inbetriebnahme bis 31. Juli 2014 sowie Anlagen, die unter die Übergangsbestimmungen des § 100 Abs. 3 EEG fallen. Bei diesen Anlagen verringert sich die Förderung weiterhin auf null.

- (8) Neu ist die Regelung in § 9 Abs. 4 EEG, wonach die Rechtsfolgen des § 9 Abs. 7 EEG nicht greifen, solange ein Netzbetreiber die Informationen nach § 8 Abs. 6 Satz 1 Nr. 4 EEG (erforderliche Informationen zur Erfüllung der Anforderungen für das Einspeisemanagement) nicht an den Anlagenbetreiber übermittelt, vorausgesetzt der Anlagenbetreiber hat den Netzbetreiber schriftlich oder elektronisch zur Übermittlung der erforderlichen Informationen aufgefordert und die Anlage ist mit technischen Vorrichtungen ausgestattet, die es ermöglichen, die Anlagen ein- und auszuschalten und ein Kommunikationssignal einer Empfangsvorrichtung zu verarbeiten (§ 9 Abs. 4 Nr. 1 und 2 EEG). § 9 Abs. 4 EEG gilt auch für Bestandsanlagen (§ 100 Abs. 1 Satz 1 Nr. 10 lit. b) aa) EEG).
- (9) Hinweise zu Verstößen von KWK-Anlagenbetreiber gegen den § 9 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 § 8 Abs. 4 und § 12 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 § 12 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

---

<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).

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

erstreckt sich nach § 12 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,
  - 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 § 12 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 Prozent der Kosten der Errichtung der Stromerzeugungsanlage nicht überschreiten (Clearingstelle EEG /33/), ist derzeit noch nicht abschließend durch die Rechtsprechung geklärt /25/. Eine Unzumutbarkeit liegt daher am ehesten bei Kleinspeisungen oder geringen Restlaufzeiten der Anlagen vor, die entsprechend höheren Netzausbaukosten gegenüber stehen. Im Übrigen kommt es auf die Frage der wirtschaftlichen Zumutbarkeit des vom Einspeisewilligen gewünschten Netzausbaus – in einem zweiten Prüfungsschritt – erst dann an, wenn zunächst im Rahmen der „gesamtwirtschaftlichen Betrachtungsweise“ (vgl. Abschnitt 1.1) festgestellt wurde, dass das betreffende Netz selbst oder ein anderes Netz nicht einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist /24/. Eine Ausnahme wird nur im Falle der Anwendbarkeit von § 5 Abs. 1 Satz 2 EEG 2009/2012 bzw. § 8 Abs. 1 Satz 2 EEG 2014 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 bzw. § 8 Abs. 1 Satz 2 EEG 2014 separat durchgeführt werden und kann zur Ablehnung führen.

- (7) Verletzt der Netzbetreiber seine Pflicht zur unverzüglichen Erweiterung der Netzkapazität, kann der Anlagenbetreiber gemäß § 13 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 § 8 Abs. 1 oder 2 EEG sowie der notwendigen Messeinrichtungen zur Erfassung des gelieferten und des bezogenen Stroms trägt nach § 16 Abs. 1 EEG der Anlagenbetreiber.
- (2) Weist der Netzbetreiber den Anlagen nach § 8 Abs. 3 EEG einen anderen Netzverknüpfungspunkt als den nach § 8 Abs. 1 bzw. 2 EEG bestimmten zu, hat er die daraus resultierenden Mehrkosten, z. B. Investitions-, Betriebs- und Instandhaltungskosten

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- ten für eine zusätzliche bzw. verlängerte Anschlussleitung nach § 16 Abs. 2 EEG, zu tragen.
- (3) Die Kosten für die Erweiterung der Netzkapazität trägt nach § 17 EEG der Netzbetreiber. Die Pflicht zur Erweiterung der Netzkapazität erstreckt sich nach § 12 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.
  - (4) Die Kosten für die Erweiterung der Netzkapazität, die aus den gesetzlichen Verpflichtungen nach §§ 12 und 17 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 /18/). 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 Investitionsmaßnahmen gemäß § 23 Abs. 1 Nr. 2 ARegV beantragt werden. Für rÜNB ist dies regelmäßig möglich, für VNB können gemäß § 23 Abs. 6 ARegV Investitionsmaßnahmen nur in den Fällen genehmigt werden, in denen der Erweiterungsfaktor nicht greift und sofern diese mit erheblichen Kosten verbunden sind. 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.

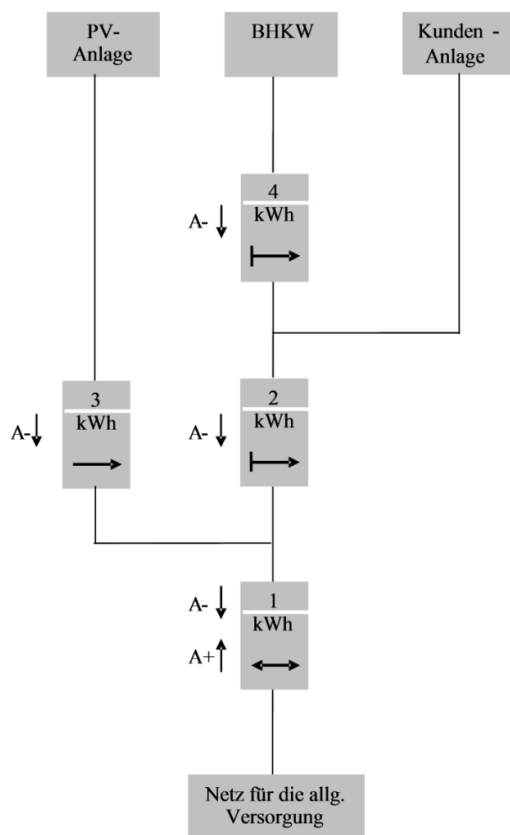
## 1.5 Betrieb von mehreren Erzeugungsanlagen an demselben Netzanschluss

- (1) An demselben Netzanschluss können grundsätzlich mehrere Erzeugungsanlagen gleichzeitig betrieben werden. Handelt es sich um Anlagen, die gleichartige Erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, so ist die Messung der Strommengen und deren Zuordnung zu den einzelnen Anlagen nach § 32 Abs. 3 bzw. Abs. 4 EEG möglich (vgl. Abschnitt 2.2). Eine Ausnahme stellt die Regelung des § 33 Abs. 4 EEG 2012 für Anlagen mit Inbetriebnahme zwischen 01. April 2012 und 31. Juli 2014 dar („Marktintegrationsmodell“).
- (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 § 51 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 zur Anlage selbst verbraucht werden. Ob der Anlagenbetreiber für die eingespeisten und für die selbst verbrauchten Strommengen nach dem KWKG-Gesetz und nach dem EEG gesetzliche Zuschlags- bzw. Vergütungszahlungen in Anspruch nehmen kann, ist abhängig von der jeweils anwendbaren Fassung des EEG bzw. von der „Zulassung“ der Anlage beim Bundesamt für Wirtschafts- und Ausfuhrkontrolle (BAFA) sowie der Förderlaufzeit nach dem KWKG-Gesetz. Außerdem ist möglicherweise eine EEG-Umlage für den Eigenverbrauch zu entrichten.<sup>7</sup>
- (3) Die Zuordnung der erzeugten elektrischen Arbeit zu den einzelnen Erzeugungsanlagen muss nachgewiesen werden. Nachfolgend sind der mögliche Aufbau der Mess- und Zähleinrichtungen sowie die Ermittlung der einzelnen Strommengenanteile (Netzeinspeisung und Selbstverbrauch) am Beispiel eines nach dem KWKG geförderten Blockheizkraftwerks (BHKW) und einer kleinen Photovoltaikanlage dargestellt. Da die Anordnung nur bei Photovoltaikanlagen ohne Eigenverbrauch der Anlage messtechnisch eindeutig ist, wird sie nur eingeschränkt empfohlen.

---

<sup>7</sup> Siehe hierzu die BDEW Anwendungshilfe zur EEG-Umlage nach dem EEG 2014, S. 84 /67/.

Umsetzungshilfe zum EEG 2014



**Zuordnung der erzeugten elektrischen Arbeit**

**KWK-Anlage (BHKW)**

Gesamterzeugung: = 4 (A-)

Eigenversorgung: = 4 (A-) – 2 (A-)

Einspeisung: = 2 (A-)

**PV-Anlage**

Gesamterzeugung: = 3 (A-)

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

Einspeisung: = 1 (A-) – 2 (A-)

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

Weitere Informationen zu rechtlichen Fragestellungen zum Netzanschluss und Netzausbau stehen für BDEW-Mitglieder in der Energie-Info „Fragen und Antworten zum EEG 2014 –

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

Ausgabe Einspeisemanagement“ /61/ sowie in den Fragen und Antworten zur Systemstabilitätsverordnung Teil 1 und 2 /68/ zur Verfügung. Für weiterführende Informationen wird zudem auf folgende BDEW-Stellungnahmen zu Clearingstellen-Verfahren verwiesen:

- Empfehlung 2013/20: Konsultationsverfahren und Kostentragung für Netzverträglichkeitsprüfungen /44/,
- Hinweis 2011/23: Grundstücksbegriff in § 5 Abs. 1 Satz 2 EEG 2012 /39/.



## 2 Messstellenbetrieb und Messung

### 2.1 Allgemeines<sup>8</sup>

- (1) Für EEG-Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung bis einschließlich 100 kW ist i. d. R. die Messung der eingespeisten elektrischen Wirkarbeit ausreichend. Zur Notwendigkeit der Vorhaltung von technischen Einrichtungen im Sinne des § 9 EEG siehe Abschnitt 1.2. Wird der in der Anlage erzeugte Strom anteilig oder vollständig direkt vermarktet oder zur Eigenversorgung nach § 61 Abs. 1 EEG verwendet, gelten abweichende Vorschriften (siehe Abschnitt 7.1 und 8.4.1).
- (2) Der Anlagenbetreiber kann nach § 10 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 nach § 10 Abs. 1 Satz 2 EEG die Vorschriften der §§ 21b bis 21h des EnWG einschließlich der nach § 21i EnWG erlassenen Rechtsverordnungen. Für Reichweite und Inhalt dieser Regelung wird auf die Empfehlung der Clearingstelle EEG 2012/7 /40/ sowie die BDEW-Stellungnahme zu diesem Verfahren verwiesen. U. a. muss es sich bei dem Anlagenbetreiber, wenn er die Messung und den Messstellenbetrieb selbst durchführt bzw. bei der fachkundigen dritten Person, um eine Person mit der fachlichen Qualifikation eines Messstellenbetreibers gemäß § 21b Abs. 2 EnWG handeln. Die Kosten für die notwendigen Messeinrichtungen trägt nach § 16 Abs. 1 EEG der Anlagenbetreiber. Dies gilt auch für die Kosten des Messstellenbetriebs bzw. die Kosten für die Übermittlung der Messwerte der eingespeisten Wirkarbeit an den Netzbetreiber, wenn der Anlagenbetreiber Messstellenbetrieb und Übermittlung nicht selbst vornimmt, weil der Messstellenbetrieb der Messeinrichtung oder die Messung aufgrund eines entsprechenden Vertrages bspw. vom Netzbetreiber durchgeführt werden.
- (3) Bei der Einspeisung in kundeneigene Netze<sup>9</sup> gemäß § 11 Abs. 2 EEG (kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe), bei einer Veräußerungsform nach § 20 Abs. 1 Nr. 1 oder 2

---

<sup>8</sup> Hinweis: Die nachstehenden Ausführungen gelten vorbehaltlich einer Novellierung des Messwesens auch für EE- und KWK-Anlagen, die voraussichtlich im zweiten Halbjahr 2015 erfolgen wird.

EEG, bei Anlagenerweiterungen von Anlagen die sich im Anwendungsbereich des Marktintegrationsmodells für Strom aus solarer Strahlungsenergie gemäß § 33 Abs. 4 EEG 2012 befinden sowie in Fällen wenn der erzeugte Strom zur Eigenversorgung nach § 61 Abs. 1 EEG verwendet wird, sind ggf. besondere Anforderungen an die Messeinrichtungen zu beachten (siehe Abschnitt 7.1 und 8.4.1).

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 bei Anlagen nach dem EEG 2012 und 2014<sup>10</sup> eine Zähleinrichtung zur Erfassung der Bruttostromerzeugung des Generators erforderlich (siehe hierzu Abschnitt 4.2).

## **2.2 Messung über eine gemeinsame Messeinrichtung gemäß § 32 Abs. 3 und 4 EEG**

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

Die Stromeinspeisung mehrerer EEG-Anlagen, die gleichartige Erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, kann über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet werden. Die Zuordnung der eingespeisten elektrischen Arbeit zu den einzelnen Anlagen erfolgt bei Windenergieanlagen im Verhältnis der jeweiligen Referenzerträge zueinander, unabhängig vom Inbetriebnahmezeitpunkt der Anlagen (§ 32 Abs. 4 EEG). Bei allen anderen Anlagen erfolgt die Zuordnung entsprechend dem Verhältnis der installierten elektrischen Wirkleistungen dieser Anlagen (bei Solarstromanlagen in kWp, vgl. § 32 Abs. 3 EEG). Dabei ist zu berücksichtigen, dass Solarstromanlagen, die unter das Marktintegrationsmodell nach § 33 EEG 2012 fallen, weiterhin separat gemessen werden müssen.

- (2) Bei Inbetriebnahme einer Anlage, die gemeinsam mit einer bereits bestehenden Anlage über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet wird, ist der aktuelle Zähler

---

<sup>9</sup> Bzw. Netze Dritter, die nicht ein Netz für die allgemeine Versorgung darstellen.

<sup>10</sup> Vgl. zur Berechnung der Bemessungsleistung für Anlagen mit Inbetriebnahme nach dem EEG 2000, 2004 und 2009 § 100 Abs. 1 Nr. 10 a) EEG 2014.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

lerstand zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der neuen Anlage abzulesen und dem Netzbetreiber mitzuteilen, damit eine ordnungsgemäße Aufteilung der Einspeisemenge auf die einzelnen Anlagen erfolgen kann.

- (3) 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.
- (4) **Hinweis:** Wird Strom aus mehreren Anlagen über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet, ohne dass separate geeichte Messeinrichtungen an den jeweiligen Einzelanlagen im Sinne des EEG angebracht werden, stellen die gemeinsam gemessenen Anlagen eine Erzeugungsanlage im Sinne der „Marktprozesse für Einspeisestellen (Strom) MPES 2.0 dar.<sup>11</sup>

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“ /62/ zur Verfügung.

Für weiterführende Informationen wird zudem auf folgende BDEW-Stellungnahmen zu Clearingstellen-Verfahren verwiesen:

- 2012/7: Zuständigkeit für Messstellenbetrieb und Messung nach § 7 Abs. 1 Satz 2 EEG 2012 /40/
- 2013/19: Messung beim Marktintegrationsmodell /43/

---

<sup>11</sup> Siehe Anlage 1 des Beschlusses der BNetzA BK6-14-110, S. 4 (Definition der Erzeugungsanlage) /21/.

## 3 Einspeisemanagement

### 3.1 Allgemeines

- (1) Der Netzbetreiber ist gemäß § 14 EEG ausnahmsweise berechtigt, sämtliche unmittelbar oder mittelbar an sein Netz angeschlossenen 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, soweit andernfalls im jeweiligen Netzbereich einschließlich des vorgelagerten Netzes ein Netzengpass entstände, der Vorrang für Strom aus Erneuerbaren Energien, Grubengas und KWK gewahrt wird (es sei denn, sonstige Stromerzeuger müssen am Netz bleiben, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten) und soweit der Netzbetreiber die verfügbaren Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen hat. Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie bis 100 kW sind gemäß § 14 Abs. 1 Satz 2 EEG erst nachrangig gegenüber den übrigen Anlagen zu regeln. Netzbetreiber müssen dabei 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 § 9 Abs. 1, 2 und 3 (vgl. Abschnitt 1.2).
- (2) Der Netzbetreiber, an dessen Netz die von einer Maßnahme nach § 14 Abs. 1 EEG betroffene Anlage angeschlossen ist, ist gemäß § 15 Abs. 1 EEG verpflichtet, die Betreiber dieser Anlage zu entschädigen. Liegt die Ursache für die Maßnahme nach § 14 Abs. 1 EEG nicht in dem Netz, an das die Anlage angeschlossen ist, muss derjenige Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Regelung nach § 14 EEG liegt, dem die Maßnahme durchführenden und die Entschädigung auszahlenden Netzbetreiber die Kosten für die Entschädigung ersetzen. Es sind gemäß § 15 Abs. 1 Satz 1 EEG 95 Prozent der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen zu leisten. Übersteigen die entgangenen Einnahmen nach § 15 Abs. 1 Satz 1 EEG in einem Jahr 1 Prozent der Einnahmen dieses Jahres, sind die von der Regelung betroffenen Anlagenbetreiber

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

ab diesem Zeitpunkt zu 100 Prozent zu entschädigen. Der Anlagenbetreiber hat die entgangenen Einnahmen geltend zu machen und nachzuweisen.

- (3) Gemäß § 15 Abs. 2 EEG kann der Netzbetreiber die Kosten gemäß § 15 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 § 15 Abs. 3 EEG bleiben Schadenersatzansprüche vom Anlagenbetreiber gegen den Netzbetreiber unberührt.
- (4) Gemäß § 14 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 § 14 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 § 14 EEG vorhersehbar ist. Nach der Regelung von Anlagen müssen die Netzbetreiber nach § 14 Abs. 3 EEG 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) § 9 Abs. 1 Satz 1 EEG fordert für EEG-Anlagen ebenso wie für KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW eine technische Einrichtung, mit der der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung bei einer Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren und die Ist-Einspeisung abrufen kann. Anlagen zur Erzeugung von

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

Strom aus solarer Strahlungsenergie mit einer installierten Leistung bis 100 kW benötigen nach § 9 Abs. 2 EEG 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 Prozent-Regelung am Verknüpfungspunkt sind im FNN-Dokument „Hinweise zur technisch/betrieblichen Umsetzung des Einspeisemanagements“ /75/ zu finden.

- (2) Insoweit führt § 9 EEG die Regelungen des § 6 EEG 2012 fort.<sup>12</sup>

Neu ist, dass nach § 9 Abs. 1 Satz 2 EEG die Pflicht nach § 9 Abs. 1 Satz 1 EEG auch dann als erfüllt gilt, wenn mehrere Anlagen mit einer Leistung von mehr als 100 kW, die gleichartige erneuerbare Energien einsetzen und über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, mit einer gemeinsamen technischen Einrichtung ausgestattet sind, mit der der Netzbetreiber jederzeit die gesamte Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren und die gesamte Ist-Einspeisung der Anlagen abrufen kann. Bei der technischen Einrichtung handelt es sich um eine Einrichtung, die die Steuerbefehle des Netzbetreibers empfangen kann, und die eine nachfolgende, durch den Anlagenbetreiber umzusetzende Steuerung zur Verarbeitung der Steuerbefehle ermöglicht. Weitere Informationen enthalten die „Hinweise zur technisch/betrieblichen Umsetzung des Einspeisemanagements“ des FNN /75/.

- (3) Werden jedoch vom Energieträger her unterschiedliche Anlagen betrieben, muss je Energieträger mindestens eine technische Einrichtung bzw. eine technische Einrichtung, die verschiedene Energieträger getrennt ansteuern kann, installiert werden. Dies gilt nach der Übergangsbestimmung in § 100 Abs. 1 Nr. 10 lit. b) aa) EEG und § 104 Abs. 1 Satz 1 EEG mit Rückwirkung ab dem 1. Januar 2009 auch für Bestandsanlagen. Ausgenommen hiervon sind Fälle, in denen vor dem 9. April 2014 ein Rechtsstreit zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber anhängig oder rechtskräftig entschieden worden ist.

---

<sup>12</sup> Siehe hierzu auch „Anwendungshilfe zu den wesentlichen Änderungen des EEG 2014 gegenüber den Vorgängerfassungen und den Förderbedingungen für Neuanlagen“, /63/.

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- (4) Mehrere Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie gelten – abweichend zu § 32 Abs. 1 EEG – unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der installierten Leistung als eine Anlage, wenn
1. sie sich auf demselben Grundstück oder Gebäude befinden und
  2. innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind.
- (5) Entsteht eine Pflicht für einen Anlagenbetreiber nach § 9 Abs. 1 oder Abs. 2 EEG erst durch den Zubau von Anlagen eines anderen Anlagenbetreibers, kann er von diesem anderen Anlagenbetreiber den Ersatz der daraus entstehenden Kosten verlangen (§ 9 Abs. 3 Satz 2 EEG).
- (6) Gemäß § 9 Abs. 4 EEG greifen die in § 9 Abs. 7 EEG beschriebenen Rechtsfolgen bei Verstößen solange nicht, wie ein Netzbetreiber die Informationen nach § 8 Absatz 6 Satz 1 Nummer 4 EEG nicht übermittelt hat, wenn die Anlagenbetreiber oder die Betreiber von KWK-Anlagen den Netzbetreiber schriftlich oder elektronisch zur Übermittlung der erforderlichen Informationen nach § 8 Absatz 6 Satz 1 Nummer 4 EEG aufgefordert haben und die Anlagen mit technischen Vorrichtungen ausgestattet sind, die geeignet sind, die Anlagen ein- und auszuschalten und ein Kommunikationssignal einer Empfangsvorrichtung zu verarbeiten.
- (7) Die Kosten für die technischen Einrichtungen sind durch den Anlagenbetreiber zu tragen; die Einrichtungen verbleiben in der Regel in seinem Eigentum. Er ist für den ordnungsgemäßen Betrieb und die Funktion der Einrichtungen verantwortlich.
- (8) 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) ausschließlich Sache des Anlagenbetreibers, da die notwendige Steuerung von der Netzsituation des Netzbetreibers sowie die Steuerfähigkeit vom Typ der eingesetzten Anlage stark abhängt.
- (9) Folgende Stufenregelung hat sich bisher in der Praxis bewährt:
1. keine Reduzierung => entspricht dem Freigabesignal zur Einspeisung der Gesamtnennleistung der Erzeugungsanlage.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

2. Begrenzung der zulässigen Einspeisung auf maximal 60 Prozent bezogen auf die Gesamtnennleistung der Erzeugungsanlage.
3. Begrenzung der zulässigen Einspeisung auf maximal 30 Prozent bezogen auf die Gesamtnennleistung der Erzeugungsanlage.
4. Reduzierung auf 0 Prozent bezogen auf die Gesamtnennleistung der Erzeugungsanlage (ohne Netztrennung).
5. NOT-AUS  $\Rightarrow$  Ausschaltung, die zur Netztrennung der Erzeugungsanlage führt.

Eine solche Stufenregelung ergibt sich jedoch nicht unmittelbar aus dem Gesetz. Sind die Erzeugungsanlagen aus sachgerechten und nachweisbaren Gründen nicht in der Lage die vorgegebenen Schaltstufen einzuhalten, kann der Netzbetreiber mit dem Anlagenbetreiber eine Sondervereinbarung treffen.

- (10) 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-Prozent-Stufe wieder aufgehoben. Für Anlagen bis 100 kW kann gemäß „Hinweise zur technisch/betrieblichen Umsetzung des Einspeisemanagements“ des FNN /75/ die Stufenregelung „0“ und „1“, also 0 Prozent bzw. 100 Prozent der Einspeiseleistung Anwendung finden.
- (11) Gemäß § 10 Abs. 2 EEG müssen die Ausführung des Anschlusses und die übrigen für die Sicherheit des Netzes notwendigen Einrichtungen den im Einzelfall notwendigen technischen Anforderungen des Netzbetreibers und des § 49 EnWG entsprechen. Hieraus abgeleitet sollte der Netzbetreiber zur einheitlichen Umsetzung in Form von Technischen Anschlussbedingungen (Werknormen, Richtlinien) eine ordnungsgemäße Beschreibung der technischen Einrichtung zum Empfang der vom Netzbetreiber vorgegebenen Steuerbefehle (Regelstufen) festlegen.
- (12) Über die technische Umsetzung des Steuersystems entscheidet der Netzbetreiber in Abhängigkeit von den jeweiligen Bedingungen. Beim Einsatz von europäischer Funkrundsteuerung (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) Gemäß § 14 Abs. 2 EEG 2012 sind Netzbetreiber verpflichtet, Betreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW spätestens am Vortag, ansonsten unverzüglich über den zu erwartenden Zeitpunkt, den Umfang und die Dauer der Regelung zu unterrichten, sofern die Durchführung der Maßnahme vorhersehbar ist.<sup>13</sup> Um der Unterrichtungspflicht gemäß § 14 Abs. 2 EEG nachzukommen, sind mindestens die wegen Netzauslastung bedrohten Netzbereiche und die voraussichtlichen Regelungen in diesen Netzgebieten im Internet zu veröffentlichen. Dabei wird eine individuelle Unterrichtung empfohlen. In Netzgebieten mit einer Vielzahl von Einspeiseanlagen kann jedoch anstelle einer anlagenbetreiber-individuellen Unterrichtung am Vortag auch eine Information an alle Anlagenbetreiber eines möglicherweise betroffenen Netzgebietes sinnvoll und ausreichend sein. 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.
- (2) Gemäß § 14 Abs. 3 EEG ist der Netzbetreiber verpflichtet, die von Maßnahmen nach § 14 Abs. 1 Satz 1 EEG Betroffenen unverzüglich über die tatsächlichen Zeitpunkte, den jeweiligen Umfang, die Dauer und die Gründe der getroffenen Maßnahme zu unterrichten. 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 Regelungsmaß-

---

<sup>13</sup> Siehe im Weiteren zur Informationspflicht nach § 14 Abs. 2 EEG, insbesondere zur rechtlichen Auslegung der Anforderung, der Informationspflicht „spätestens am Vortag, ansonsten unverzüglich“ nachzukommen: BDEW Energie-Info „Fragen und Antworten zum EEG 2012 – Ausgabe ‚Einspeisemanagement‘“, Seite 11 f., Punkt C 2 /60/.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

nahme (wenn möglich anlagenscharf) darstellt und die Anlagenbetreiber per E-Mail oder bei Vornahme der Entschädigungszahlung darauf hinweist.

- (3) Auf Anfrage müssen die Netzbetreiber denjenigen Anlagenbetreibern, deren Anlagen von Einspeisemanagementmaßnahmen betroffen waren, innerhalb von vier Wochen Nachweise über die Erforderlichkeit der Maßnahme vorlegen. Die Nachweise müssen eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Erforderlichkeit der Maßnahme vollständig nachvollziehen zu können. Zu diesem Zweck sind insbesondere die nach § 14 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 EEG verfügbaren Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion vorzulegen. Dies sollte in Form einer zeitlichen Darstellung des Strom-/Lastflusses, der die Reduzierung/Abschaltung der EEG-Anlage erforderte, erfolgen.
- (4) Darüber hinaus sollte die Veröffentlichung folgende Informationen umfassen:
  - Grund des Aufrufes (Gründe für die Anpassung bzw. für die Maßnahme),
  - Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Notwendigkeit der Regelung nach § 14 Abs. 1 EEG liegt,
  - Beginn und Ende des Aufrufes unter Benennung der reduzierten Leistung,
  - Benennung des betroffenen Netzbereiches.

### **3.4 Ermittlung der Entschädigungszahlungen gemäß § 15 EEG**

- (1) Die Entschädigungspflicht besteht gegenüber Anlagenbetreibern, die aufgrund einer Maßnahme nach § 14 Abs. 1 EEG Strom nicht einspeisen konnten.
- (2) Zur Geltendmachung von Ansprüchen auf Entschädigungszahlungen nach § 15 Abs. 1 EEG muss der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber den Nachweis erbringen, dass er aufgrund der nachweislich erfolgten Regelung der Einspeiseleistung der Anlagen weniger Strom eingespeist oder Wärme abgesetzt hat, als ohne diese Regelung möglich gewesen wäre, und ihm dadurch ein finanzieller Nachteil entstanden ist.
- (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 § 14 Abs. 1 EEG lag, sowie für einen fachkundigen Dritten, insbesondere die zuständige Regulierungsbehörde, nachvollziehbar

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

sein. Die im Leitfaden der BNetzA in der jeweils aktuellen Fassung beschriebenen Abrechnungsverfahren sollten dabei beachtet werden, da ansonsten die Anerkennung der Entschädigungszahlungen in den Netzentgelten des die Maßnahme verursachenden Netzbetreibers 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, das er der ersten Entschädigungsrechnung dieses Jahres zugrunde gelegt hat.<sup>14</sup>

- (4) Grundsätzlich sind – unabhängig von der Art der Anlage – für die Ermittlung der Ausfallarbeit die tatsächlichen Werte der Stromeinspeisung vor, während und nach der Regelung heranzuziehen.
- (5) Basis sind die Leistungsmittelwerte der für die Erfassung des durch die Anlage eingespeisten Stroms installierten und abrechnungsrelevanten Zähleinrichtung. Dabei sind in Übereinstimmung mit der energiewirtschaftlichen Praxis viertelstundenscharfe Leistungsmittelwerte ausreichend.
- (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.

---

<sup>14</sup> Siehe BNetzA-Leitfaden zum Einspeisemanagement/20/.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- (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 § 32 EEG (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) Die BNetzA hat einen Leitfaden zum EEG Einspeisemanagement /20/ im Internet veröffentlicht, in dem die Anforderungen an die Geltendmachung und Berechnung von Entschädigungsansprüchen im Einzelnen erläutert werden. Darin nicht angesprochen und daher weiterhin offen ist die Entschädigungspraxis für Anlagen in der Direktvermarktung. Ergänzend ist daher die gemeinsame Empfehlung der betroffenen Verbände für alle Energiearten zu nutzen, die unter anderem auch hierzu Ausführungen enthält. Siehe Verbändeempfehlung „Ermittlung von Entschädigungszahlungen nach § 12 Abs. 1 EEG 2009“ /76/.
- (11) Die entgangenen Einnahmen sowie zusätzliche bzw. ersparte Aufwendungen sind vom Anlagenbetreiber einzelfallbezogen nachzuweisen. Auch hier sind die Vorgaben des Leitfadens der BNetzA in der jeweils aktuellen Fassung zu beachten.
- (12) Bis zur Klärung von ggf. noch offenen Punkten mit der BNetzA kann sich ein finanzielles Risiko für die Netzbetreiber ergeben, da ungewiss ist, inwieweit die gemäß § 15 EEG für nicht eingespeiste Strommengen geleisteten Entschädigungszahlungen in den Netzentgelten bzw. bei der Ermittlung der Erlösobergrenze anerkannt werden. Daher empfiehlt es sich bei der Regulierungsbehörde zu erfragen, welche Auffassung die Bundesnetzagentur in solchen Punkten vertritt.

Weitere Informationen zu aktuellen rechtlichen Fragestellungen zum Einspeisemanagement stehen für BDEW-Mitglieder in der

- Energie-Info „Fragen und Antworten zum EEG 2012 – Ausgabe Einspeisemanagement“ /60/ sowie in der

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- Energie-Info „Fragen und Antworten zum EEG 2014 – Ausgabe Einspeisemanagement“ /61/

zur Verfügung.

## 4 Abnahme und Übertragung

### 4.1 Allgemeines

- (1) Netzbetreiber sind verpflichtet, Strom aus Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas sowie Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz unverzüglich vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen.<sup>15</sup> Eine Ausnahme besteht bei Netzengpässen; siehe hierzu die Erläuterungen zum Einspeisemanagement in Kapitel 3.
- (2) Die Pflicht zur vorrangigen physikalischen Abnahme, Übertragung und Verteilung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas besteht auch dann, wenn der betreffende Strom gefördert oder ungefördert direkt vermarktet wird. Macht der Anlagenbetreiber im Rahmen von §§ 37 oder 38 EEG den Anspruch auf eine Einspeisevergütung geltend, umfasst die Pflicht nach § 11 Abs. 1 Satz 1 EEG auch die kaufmännische Abnahme durch den Netzbetreiber, i. d. R. durch Zuordnung zu einem entsprechenden EEG-Bilanzkreis.
- (3) Bei der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas in das Netz für die allgemeine Versorgung gelten nach § 10 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 AusglMechV zur Optimierung der Vermarktung abschließen. Dabei ist nach § 11 Abs. 3 Satz 2 EEG zu berücksichtigen, dass die größtmögliche Menge an Strom aus erneuerbaren Energien abgenommen werden muss.

---

<sup>15</sup> Vgl. § 11 Abs. 1 Satz 1 EEG mit der Ergänzung „physikalisch“ und § 4 Abs. 1 Satz 1 KWK-G.

## 4.2 Einspeisung in das Netz des Anlagenbetreibers bzw. Dritter gemäß § 11 Abs. 2 EEG

- (1) Die Verpflichtung des Netzbetreibers zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas besteht gemäß § 11 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 § 11 Abs. 2 EEG muss – neben einer Messeinrichtung zur Erfassung der Stromerzeugung der EEG-Anlage – an der Verknüpfungsstelle zwischen dem kundeneigenen Unterverteilungsnetz und dem Netz für die allgemeine Versorgung zusätzlich zur Messeinrichtung für den Strombezug auch eine Messeinrichtung für die Rücklieferung installiert werden (vgl. Abbildung 2).

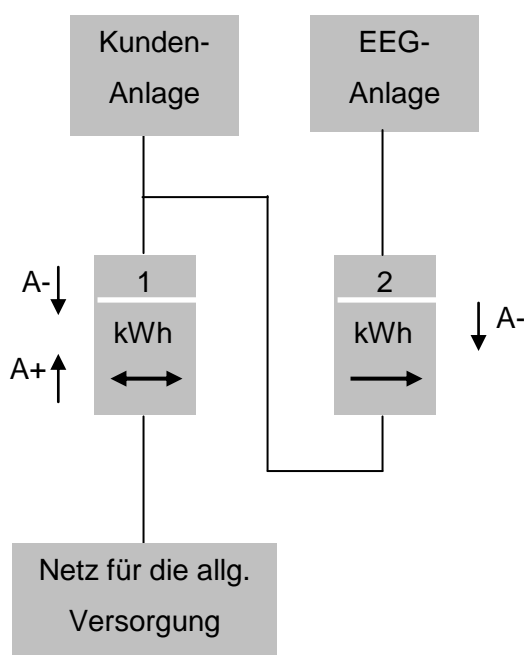


Abbildung 2: Messaufbau bei kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe

- (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.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- (4) Da es sich bei der Einspeisung nach § 11 Abs. 2 EEG um eine fiktive Einspeisung handelt, weil der betreffende Strom zum Teil gar nicht physikalisch in das Netz für die allgemeine Versorgung eingespeist werden kann, muss das bezugsseitige Messergebnis an der Übergabestelle zwischen dem kundeneigenen Unterverteilungsnetz und dem Netz für die allgemeine Versorgung rechnerisch korrigiert werden. Hierfür muss derjenige Teil der Stromerzeugung der EEG-Anlage, der im kundeneigenen Unterverteilungsnetz verbleibt auf die an der Übergabestelle messtechnisch festgestellte Strombezugsmenge aufgeschlagen werden. Der fiktiven Einspeisung muss folglich ein fiktiver Strombezug gegenüber gestellt werden:

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

Gemäß des BGH-Urteils vom 28. März 2007 /26/ können bei der Ermittlung der förderungsrelevanten 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. März 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“ netzentgeltpflichtig sind /27/. Auf die „fiktiven Strombezugsmengen“ fallen auch Konzessionsabgaben an /28/.

- (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 § 11 Abs. 2 EEG und die Förderung dieses Stroms nach § 19 Abs. 1 EEG sollten das Zählverfahren an der Übergabestelle zwischen

---

<sup>16</sup> weitere Informationen siehe BDEW „Fragen und Antworten zum EEG 2009“, Ausgabe Netzanchluss und Netzausbau /57/.



## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

dem kundeneigenen Unterverteilungsnetz und dem Netz für die allgemeine Versorgung sowie das Zählverfahren an der EEG-Anlage gleichartig sein. 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 sind auch in Abschnitt 1.5 weitere Informationen zu finden.

## 5 Anlagenregister

### 5.1 Allgemeines

- (1) § 6 EEG sieht vor, dass die BNetzA ein Anlagenregister betreibt. Hierzu wurde durch das BMWi mit Wirkung zum 05. August 2014 die Anlagenregisterverordnung (AnlRegV) /10/ erlassen.
- (2) Die im Anlagenregister erfassten und bereitgestellten Daten sind erforderlich, um:
  - a. die Integration des Stroms aus erneuerbaren Energien und Grubengas in das Elektrizitätsversorgungssystem zu fördern,
  - b. die Grundsätze nach § 2 Abs. 1 bis 3 EEG und den Ausbaupfad nach § 3 EEG zu überprüfen,
  - c. die Absenkung der Förderung nach den §§ 28, 29 und 31 EEG umzusetzen,
  - d. den bundesweiten Ausgleich des abgenommenen Stroms sowie der finanziellen Förderung zu erleichtern und
  - e. die Erfüllung nationaler, europäischer und internationaler Berichtspflichten zum Ausbau der erneuerbaren Energien zu erleichtern.
- (3) Zur besseren Nachvollziehbarkeit des Ausbaus der erneuerbaren Energien wird das Anlagenregister der Öffentlichkeit zugänglich gemacht und monatlich aktualisiert.
- (4) Solange der Betreiber seine Anlage nicht den Pflichten aus der AnlRegV nachkommt, verringert sich der anzulegende Wert auf null (§ 25 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG).
- (5) 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.

### 5.2 Neuanlagen

- (1) Gemäß der AnlRegV haben Anlagenbetreiber, die ihre Anlage nach dem 31. Juli 2014 in Betrieb genommen haben, innerhalb von 3 Wochen nach Inbetriebnahme an das Anlagenregister der BNetzA zu melden.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- (2) Betreiber von EEG-Anlagen sind verpflichtet, die in § 3 Abs. 2 AnlRegV aufgeführten Daten an das Anlagenregister der BNetzA zu übermitteln.
- (3) Bei Solarstromanlagen sind der Standort und die Leistung der Anlage wie bisher über das PV-Meldeportal der BNetzA elektronisch zu melden ([www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de) => Elektrizität/Gas => Unternehmen/Institutionen => Erneuerbare Energien => Photovoltaik)
- (4) Bei den anderen EEG-Energieträgern erfolgt die Meldung bis auf Weiteres über die auf der Internet-Homepage der BNetzA ([www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de) => Elektrizität/Gas => Unternehmen/Institutionen => Erneuerbare Energien => Anlagenregister) zur Verfügung gestellten Formularvorlagen.

### 5.3 Bestandsanlagen

- (1) Betreiber von Bestandsanlagen sind nach § 6 AnlRegV verpflichtet, eine von ihnen bereits vor dem 01. August 2014 in Betrieb genommene Anlage bei der BNetzA registrieren zu lassen, wenn:
  1. die installierte Leistung der Anlage erhöht oder verringert wird (Meldefrist: 3 Wochen),
  2. eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus Klär-, Deponie- oder Grubengas oder aus Biomasse bereits vor dem 01. August 2014 mit sonstigen Energieträgern in Betrieb genommen wurde und in der Anlage nach dem 31. Juli 2014 erstmals Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder Grubengas erzeugt worden ist wird (Meldefrist: 3 Wochen),
  3. für eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus Biogas, die vor dem 01. August 2014 in Betrieb genommen wurde, erstmalig die Flexibilitätsprämie gemäß § 54 EEG nach dem 31. Juli 2014 in Anspruch genommen werden soll (Meldefrist: drei Monate vor der geplanten Inanspruchnahme); erfolgt zu diesem Zweck eine Änderung der installierten Leistung, ist auch diese Leistungsänderung zu registrieren,
  4. eine Anlage zur Inanspruchnahme einer Förderung nach § 100 Abs. 1 Nr. 4 und Nr. 10 oder Abs. 2 Satz 2 EEG erstmalig auf die ausschließliche Nutzung von Biomethan zur Stromerzeugung umgestellt wird (Meldefrist: 3 Wochen),

5. für eine Windenergieanlage an Land, die nach dem 31. Dezember 2009 in Betrieb genommen wurde, nach Ablauf der fünfjährigen Betriebszeit die Verlängerung der Anfangsvergütung gemäß § 29 Absatz 2 Satz 2 EEG in der für sie jeweils geltenden Fassung in Anspruch genommen wird (Meldefrist: drei Monate nach Eintritt der Fristverlängerung),
6. die installierte Leistung oder das Leistungsvermögen einer Wasserkraftanlage, die vor dem 01. Januar 2009 in Betrieb genommen wurde, nach dem 31. Juli 2014 durch eine wasserrechtlich zugelassene Ertüchtigungsmaßnahme insgesamt erhöht oder durch eine nicht zulassungspflichtige Ertüchtigungsmaßnahme um mindestens 10 Prozent erhöht wurde (Meldefrist: 3 Wochen), oder
7. die Anlage endgültig stillgelegt wird (Meldefrist: 3 Wochen).

#### **5.4 Mitwirkung der Netzbetreiber**

- (1) Die Bundesnetzagentur darf nach § 7 Abs. 3 AnlRegV den Netzbetreiber innerhalb eines Monats nach Eingang der Anfrage zur Ergänzung oder Überprüfung der nach § 3 Abs. 2 AnlRegV gemeldeten Daten auffordern.
- (2) Die Bundesnetzagentur darf Netzbetreibern zu bestimmten in ihrem Netzgebiet oder ihrer Regelzone befindliche Anlagen Auskunft über sämtliche nach den §§ 3 bis 6 sowie nach § 8 AnlRegV erfassten, auch personenbezogenen Daten gewähren, soweit dies für deren Aufgabenerfüllung nach dem EEG und dem EnWG jeweils erforderlich ist. Dies kann, soweit verfügbar, automatisch über eine elektronische Schnittstelle der Netzbetreiber zum Anlagenregister erfolgen, soweit diese den Vorgaben nach § 1 Satz 2 AnlRegV entspricht.
- (3) Die weiteren Vorgaben der Anlagenregisterverordnung sind für BDEW-Mitgliedsunternehmen ausführlich in der „Anwendungshilfe zur Anlagenregisterverordnung“ /65/ dargestellt.

## 6 Förderung

Mit Inkrafttreten des EEG 2014 treten prinzipiell alle Regelungen des EEG 2012 sowie dessen Vorgängerfassungen außer Kraft; ausgenommen sind Regelungen, deren weitere Geltung in den Übergangsregelungen des EEG 2014 (§§ 100 bis 104) vorgesehen ist.

Diese Übergangsregelungen legen übersichtsweise fest, dass grundsätzlich für Anlagen, die vor dem 01. August 2014 in Betrieb genommen wurden, die bisherigen Vergütungsregeln weiter gelten. Die Regelungen 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.

### 6.1 Allgemeine Vorschriften

#### 6.1.1 Allgemeine Hinweise zum Förderanspruch

- (1) Nach § 19 Abs. 1 EEG ist der Netzbetreiber, an dessen Netz die EEG-Anlage unmittelbar oder mittelbar angeschlossen ist, zur Zahlung der gesetzlich festgelegten Förderung verpflichtet. Der Förderanspruch 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 Überschusseinspeisung oder kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe nach § 11 Abs. 2 (siehe Abschnitt 4.2).
- (2) Grundlage für die Ermittlung der Förderhöhe sind die in §§ 40 bis 51 oder 55 EEG für die einzelnen Energieträger festgelegten anzulegenden Werte unter Berücksichtigung der Degressionen nach §§ 27 bis 31 EEG.<sup>17</sup>
- (3) Nach § 2 Abs. 5 EEG wird bis spätestens 2017 ein Umbau der Förderung angestrebt. Die Höhe der zukünftigen Förderungen soll dann nicht mehr entsprechend dem energieträgerspezifischen Zubau, sondern durch Ausschreibungen ermittelt werden.

---

<sup>17</sup> Eine ausführliche Darstellung der Förder- und Berechnungsgrundlagen nach dem EEG 2014 findet sich in der BDEW-Anwendungshilfe zu den Fördergrundlagen des EEG 2014 /64/.

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- (4) Der Netzbetreiber ist verpflichtet, monatlich jeweils zum 15. Kalendertag (Zahlungseingang beim Anlagenbetreiber) für den Vormonat Abschläge in angemessenem Umfang zu leisten. (§ 19 Abs. 2 EEG).
- (5) Der Förderanspruch nach § 19 Abs. 1 EEG besteht nicht, wenn die Stromeinspeisung als sonstige Direktvermarktung nach § 20 Abs. 1 Nr. 2 EEG veräußert wird. Die Verpflichtung zur vorrangigen physikalischen Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms besteht allerdings auch für diese Strommengen.
- (6) Wie bisher gilt auch weiterhin ein bedingtes Aufrechnungsverbot. Danach dürfen Netzbetreiber EEG-Förderansprüche von Anlagenbetreibern nicht mit einer eigenen Forderung aufrechnen, es sei denn, die Forderung ist unbestritten oder rechtskräftig festgestellt (§ 33 Abs. 1 EEG). Nach § 7 Abs. 5 AusglMechV sind davon Ansprüche des Netzbetreibers auf Zahlung der EEG-Umlage gegen Letztverbraucher, die zugleich Anlagenbetreiber sind, ausgenommen. Außerdem sind nach § 57 Abs. 5 EEG 2014 hiervon die dortigen Rückforderungsansprüche des Netzbetreibers ausgenommen.
- (7) Umgekehrt ist der Anlagenbetreiber nach § 33 Abs. 2 EEG befugt, mit eigenen Ansprüchen (z. B. Förderansprüchen) 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 § 33 Abs. 2 EEG nicht gilt.
- (8) Anlagenbetreiber, die die Einspeisevergütung nach §§ 37 oder 38 EEG geltend machen, sind verpflichtet, dem Netzbetreiber ab diesem Zeitpunkt und für diesen Zeitraum den gesamten in dieser Anlage erzeugten Strom zur Verfügung zu stellen. Dieser Strom darf nicht als Regelenergie vermarktet werden. Ausgenommen von dieser Pflicht ist nur Strom, der in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz geleitet wird (§ 39 Abs. 2 Satz 1 EEG 2014).
- (9) Wie bisher dürfen Netzbetreiber die Erfüllung ihrer Förderverpflichtungen aus dem EEG gegenüber Anlagenbetreibern nicht vom Abschluss eines Stromeinspeisevertrages o. ä. abhängig machen (§ 7 Abs. 1 EEG).

## 6.1.2 Verringerung der Förderanspruches bei Pflichtverstößen

- (1) Der anzulegende Wert verringert sich nach § 25 Abs. 1 EEG auf null,
- solange der Anlagenbetreiber die zur Registrierung der Anlage erforderlichen Angaben nicht an das Anlagenregister übermittelt hat.
  - solange der Anlagenbetreiber eine Erhöhung der installierten Leistung nicht an das Anlagenregister übermittelt hat.
  - wenn der Anlagenbetreiber die Prozentsätze bei anteiliger Veräußerung nicht nachweislich eingehalten hat. Die Verringerung gilt bis zum Ablauf des dritten Kalendermonats, der auf die Beendigung dieses Verstoßes folgt.
  - solange der Anlagenbetreiber bei Inanspruchnahme der Übergangsregelung nach § 100 Abs. 2 Satz 2 EEG 2014 die Stilllegung einer anderen Biomethan-anlage mit mindestens derselben installierten elektrischen Leistung nicht nachgewiesen hat (siehe auch Abschnitt 6.4.8).
- (2) Der anzulegende Wert verringert nach § 25 Abs. 2 EEG sich auf den Monatsmarkt-wert,
- solange der Anlagenbetreiber gegen § 9 Abs. 1, 2 (technische Einrichtungen zum Einspeisemanagement), Abs. 5 (Biogasanlagen – gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers, hydraulische Verweilzeit, zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen) oder Abs. 6 (Windkraftanlagen - Anforderungen der Systemdienstleistungsverordnung) verstößt. Bei Bestandsanlagen<sup>18</sup>, bei denen ein Verstoß gegen diese technischen Vorgaben vorliegt, verringert sich der Förderanspruch weiterhin auf null bzw. entfällt dieser, da je nach Inbetriebnahmedatum § 6 Abs. 6 EEG 2012 i. V. m. § 17 Abs. 1 EEG 2012 bzw. § 6 EEG 2009 i. V. m. § 16 Abs. 6 EEG 2009 anzuwenden ist.<sup>19</sup>

---

<sup>18</sup> Dies gilt auch für nach Bundesrecht genehmigte Anlagen, die vor dem 23. Januar 2014 genehmigt und zwischen dem 01. August 2014 und 31. Dezember 2014 in Betrieb genommen wurden (§ 100 Abs. 3 EEG).

<sup>19</sup> § 100 Abs. 1 Nr. 2 EEG sowie § 100 Abs. 1 Nr. 10b cc EEG; vgl. hierzu die „Anwendungshilfe zum EEG 2014“, S. 23 f./63/.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- wenn der Anlagenbetreiber Wechsel zwischen den Veräußerungsformen nicht nach dem in § 21 EEG beschriebenen Verfahren an den Netzbetreiber mitgeteilt hat.
- solange der Anlagenbetreiber eine Vergütung nach § 37 oder 38 EEG in Anspruch nimmt, den eingespeisten Strom aber nicht vollständig dem Netzbetreiber zur Verfügung stellt (vgl. Kapitel 6.1.1.) Die Verringerung des anzulegenden Werts gilt mindestens für die Dauer des gesamten Kalendermonats, in dem der Verstoß erfolgt ist.
- wenn der Anlagenbetreiber gegen das Doppelvermarktungsverbot verstößt.
- soweit die Anlage dazu dient, die Vorbildfunktion öffentlicher Gebäude aufgrund einer landesrechtlichen Regelung des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes zu erfüllen, und wenn die Anlage keine KWK-Anlage ist.

Die in der ursprünglichen, am 1. August 2014 in Kraft getretenen Fassung des EEG 2014 ebenfalls enthaltene Sanktion des § 25 Abs. 2 Nr. 3 EEG 2014 (alt) ist durch das Zweite EEG-Änderungsgesetz /3/ rückwirkend zum 1. August 2014 aufgehoben worden. Die Sanktion sah vor, dass der anzulegende Wert für den eingespeisten Strom auf den Monatsmarktwert verringert wird, wenn der Strom von mehreren Anlagen gemeinsam gemessen und abgerechnet wird und jeweils anteilig in einer Form der Direktvermarktung und einer Form der Einspeisevergütung veräußert wird. Die Vorschrift stand im Widerspruch zur grundsätzlichen Möglichkeit der anteiligen Direktvermarktung nach § 20 Abs. 2 Satz 1 EEG.

- (3) Für jeden Kalendermonat, in dem ein Anlagenbetreiber ganz oder teilweise den Verpflichtungen der Systemstabilitätsverordnung nach Ablauf der in der Verordnung oder der vom Netzbetreiber nach der Verordnung gesetzten Frist nicht nachkommt, verringert sich nach § 100 Abs. 4 EEG bei Anlagen mit RLM-Messung der Förderanspruch auf null; für Anlagen ohne RLM-Messung verringert sich der Förderanspruch um ein Zwölftel des im Kalenderjahr entstandenen Förderanspruches. Letzteres entspricht einem Entfall der Förderung für ein Zwölftel der Jahresstrommenge.

Bei Vorhandensein einer RLM-Messung können die in den jeweiligen Kalendermonaten erzeugten Energiemengen exakt ermittelt werden. Ohne eine RLM-Messung ist die Strommenge und Förderhöhe jeder Vergütungskategorie im Kalenderjahr um ein



Umsetzungshilfe zum EEG 2014

Zwölftel pro Kalendermonat zu kürzen. In beiden Fällen sind die nicht geförderten Strommengen zu erfassen.

Die Sanktion gilt sowohl für Verstöße im Rahmen der 50,2-Hz- als auch der 49,5-Hz-Nachrüstung./12/

Diese Regelung gilt für Anlagen mit einer Inbetriebnahme bis 31. Dezember 2011.

### **6.1.3 Bestimmung der Förderung**

- (1) Wie bisher richtet sich die Höhe der Förderung nach der Energieart, dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme, der Leistung der Anlage sowie weiteren Kriterien (z. B. Anbringungsort bei PV-Anlagen). Die wichtigsten Grundsätze sind nachfolgend aufgeführt. Die Einzelregelungen für die verschiedenen Energiearten werden in den Abschnitten 4 bis 6.9 dargestellt.
- (2) Aus der Vielzahl der Kombinationsmöglichkeiten der förderrelevanten Kriterien wurde eine EEG-Vergütungskategorientabelle erstellt. Diese wurde durch die Übertragungsnetzbetreiber auf deren gemeinsamer Internetseite [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de) 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 9).

### **6.1.4 Inbetriebnahme, Förderbeginn und -dauer**

- (1) Die Höhe des Förderanspruchs nach dem EEG richtet sich gemäß § 22 EEG nach der Inbetriebnahme der Anlage i. S. v. § 5 Nr. 1 und 21 EEG. Der Beginn des gesetzlichen Förderzeitraums richtet sich gemäß § 22 EEG 2014<sup>20</sup> nach der erstmaligen Inbetriebnahme der Anlage ausschließlich mit erneuerbaren Energien oder Grubengas oder der erstmaligen Umstellung auf erneuerbare Energien und Grubengas. Dies setzt die Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Anlage voraus. Damit verbunden ist die feste Installation der Anlage an dem für den dauerhaften Betrieb vorgesehenen Ort mit dem für die Erzeugung von Wechselstrom erforderlichen Zubehör.

---

<sup>20</sup> In Abgrenzung zu Inbetriebnahmeregelungen nach vorherigen Fassungen des EEG, vgl. § 100 Abs. 2 Satz 1 EEG 2014.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- (2) Die Förderdauer beträgt nach § 22 EEG 20 Kalenderjahre zuzüglich des Inbetriebnahmejahres. Der Austausch oder Zubau eines Generators in einer Anlage sowie der Austausch sonstiger technischer oder baulicher Teile der Anlage führt nach § 5 Nr. 21 EEG nicht zu einem Neubeginn oder einer Verlängerung der Förderdauer. Für den Austausch von Solarstrommodulen gelten nach § 51 Abs. 4 EEG gesonderte Bestimmungen (siehe Abschnitt 6.9.4)
- (3) In der Regel erfolgt die Inbetriebnahme durch Netzeinspeisung. In diesem Fall ist Voraussetzung, dass die technischen Vorgaben der §§ 9 und 10 EEG, 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 Inbetriebnahme unabhängig von einer Netzeinspeisung erfolgen, wenn z. B. die Netzanschlussleitung nicht rechtzeitig errichtet werden konnte. Der Abnahme- und Förderanspruch besteht jedoch erst ab dem Zeitpunkt der Netzeinspeisung.
- (4) Mit dem geänderten Inbetriebnahmebegriff des EEG 2014 in Verbindung mit der Übergangsregelung in § 100 Abs. 2 Satz 1 EEG 2014 ist nun klar geregelt, dass eine frühere Inbetriebnahme mit anderen (in der Regel fossilen) Energieträgern nicht mehr als Inbetriebnahme im Rahmen des EEG 2014 berücksichtigt wird (vgl. vorstehend unter Absatz 1).
- (5) Ein Standortwechsel einer Anlage führt nicht zu einer Neuinbetriebnahme und/oder einem Neubeginn des Förderzeitraums./41/

**6.1.5 Förderzonen**

- (1) Weiterhin wird die Förderhöhe in der Regel in Abhängigkeit von unterschiedlichen Leistungszonen berechnet (§ 23 EEG). Ausnahmen hierzu bestehen für Strom aus Windenergieanlagen, aus Geothermieanlagen und kleinen Biogasanlagen zur Vergärung von Gülle nach § 46 EEG.
- (2) Für die Ermittlung der Förderung für Strom aus Wasserkraft-, Deponiegas-, Klärgas-, Grubengas- und Biomasseanlagen 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 für alle ab dem 1. Januar 2012 in Be-

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

trieb genommenen Anlagen<sup>21</sup> als Quotient aus der Summe der im jeweiligen Kalenderjahr erzeugten Kilowattstunden und der Summe der vollen Zeitstunden des jeweiligen Kalenderjahres abzüglich der vollen Stunden vor der erstmaligen Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien durch die Anlage und nach endgültiger Stilllegung der Anlage. Sie wird folglich in verschiedenen Jahren unterschiedlich hoch ausfallen. Zur Ermittlung der Bemessungsleistung ist die Installation einer Erzeugungsmessung erforderlich.

Wie auch im EEG 2012 werden nicht die abgenommenen Kilowattstunden sondern die erzeugten Kilowattstunden zur Berechnung herangezogen. Zwecks Bestandschutzes wurde mit dem ersten EEG-Änderungsgesetz die Definition aus dem EEG 2009 für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01. Januar 2012 wieder festgelegt.

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

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

$n_i$  = Anzahl der Zeitstunden im Kalenderjahr  $i$  (8.760 h bzw. 8.784 h im Schaltjahr)

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

$n_{i,nach\ Stilllegung}$  = 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  $i$ <sup>22</sup>

- (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,

<sup>21</sup> § 100 Abs. 1 Nr. 10 a) EEG 2014

<sup>22</sup> Weitere Ausführungen zur erzeugten Wirkarbeit siehe Anwendungshilfe EEG 2014 - Fördergrundlagen /64/.

1 MW und 10 MW, abgegrenzten Förderzonen 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.

### **6.1.6 Leistungsseitige Zusammenfassung von Anlagen**

- (1) Die Regelungen zur leistungsseitigen Zusammenfassung von Anlagen sind bei Energiearten mit leistungsabhängigen Förderzonen (vgl. Abschnitt 6.1.5) von Bedeutung.
- (2) Im EEG sind die Regelungen zur Zusammenfassung von Anlagen zum Zweck der Ermittlung der Förderung für alle Energiearten in § 32 Abs. 1 geregelt. Nach § 32 Abs. 1 gelten mehrere Anlagen „unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung des Anspruchs nach § 19 EEG 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 des EEG in Abhängigkeit von der Bemessungsleistung oder der installierten Leistung der Anlage finanziell gefördert wird und
  4. sie innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind.“
- (2) Mehrere PV-Module, die auf Flächen errichtet worden sind, für die entweder ein Verfahren nach § 38 Satz 1 Baugesetzbuch durchgeführt worden ist oder die im Geltungsbereich eines beschlossenen Bebauungsplans im Sinne des § 30 Baugesetzbuch liegen, werden zum Zwecke der Ermittlung der Vergütung nach § 51 Abs. 1 Nr. 2 oder 3 EEG 2014 für die jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Module zusammengefasst, wenn sie
  1. innerhalb derselben Gemeinde, die für den Erlass des Bebauungsplans zuständig ist, errichtet worden sind und
  2. in einem Abstand von bis zu 2 Kilometern in der Luftlinie (gemessen vom äußeren Rand der jeweiligen äußeren PV-Module) und

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

3. innerhalb von 24 aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind (§ 32 Abs. 2 EEG)

Hiermit soll sichergestellt werden, dass innerhalb einer Gemeinde der Zubau von Freiflächenanlagen nach § 51 Abs. 1 Nr. 2 oder 3 EEG 2012 nur in dem dort begrenzten Umfang stattfindet.

- (3) Die unter (1) und (2) genannten Voraussetzungen müssen für sich gesehen jeweils kumulativ erfüllt sein, damit Anlagen zum Zweck der Ermittlung der Förderung 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 Förderzone. Zudem ist für die Bestimmung der Förderung für die neu hinzukommenden Generatoren nicht das Inbetriebnahmejahr der vorher bereits installierten Anlagen/Generatoren entscheidend, sondern das eigene Inbetriebnahmedatum (2004)<sup>23</sup>.
- (4) Biogasanlagen mit Inbetriebnahme ab 01.01.2012, die nicht bereits nach dem Anlagenbegriff in § 5 Nr. 1 EEG Bestandteil derselben Anlage sind, gelten ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der Förderung und unabhängig von den Eigentumsverhältnissen für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator immer als eine Anlage, sofern das Biogas aus derselben Biogaserzeugungsanlage stammt (§ 32 Abs. 1 Satz 2 EEG). Dies gilt auch und insbesondere für so genannte Satellitenanlagen (Blockheizkraftwerke, die über eine Gasleitung direkt aus einer Biogaserzeugungsanlage Gas beziehen), die hierdurch leistungsseitig mit weiteren, aus der Biogaserzeugungsanlage versorgten Biogasanlagen zusammenzufassen sind. Für Anlagen, die Biomethan aus dem öffentlichen Gasnetz beziehen, gilt diese Regelung nicht.
- (5) Innerhalb geschlossener Bebauungsgebiete bezieht sich § 32 Abs. 1 EEG 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 Grundbuchordnung auf einem gemeinschaftlichen

---

<sup>23</sup> Siehe auch Clearingstelle EEG: Verfahren 2011/11 /38/.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

Grundbuchblatt verbucht ist. Ob mehrere EEG-Anlagen auf demselben Grundstück errichtet werden bzw. worden sind, muss somit stets grundbuchrechtlich festgestellt werden.<sup>24</sup>

- (6) Befinden sich mehrere Anlagen nicht auf demselben Grundstück, müssen sie auch dann nach § 32 Abs. 1 EEG zusammen gefasst werden, wenn sie sich „sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden./34/ Generell sind zur Feststellung der unmittelbaren räumlichen Nähe Einzelfallprüfungen erforderlich. Zur Auslegung der Begriffe „Grundstück“ und „in unmittelbarer räumlicher Nähe“ in § 32 Abs. 1 EEG sollten die abgeschlossenen Verfahren der Clearingstelle EEG berücksichtigt werden.
- (7) Eine Zusammenfassung mehrerer Anlagen nach § 32 Abs. 1 EEG zum Zweck der Förderung setzt voraus, dass diese Anlagen nach § 5 Nr. 1 EEG als technisch und rechtlich eigenständige Anlagen einzuordnen sind. Durch die Zusammenfassung nach § 32 Abs. 1 EEG verlieren diese Anlagen diese Eigenschaften nicht, da die Zusammenfassung nur zum Zwecke der Förderbestimmung erfolgt.

### 6.1.7 Übergangsbestimmungen

Für Strom aus nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) oder für ihren Betrieb nach einer anderen bundesrechtlichen Bestimmung<sup>25</sup> genehmigungs- bzw. zulassungsbedürftigen Anlagen mit Inbetriebnahme zwischen dem 1. August und dem 31. Dezember 2014 gelten die bisherigen Vergütungsregelungen weiter, sofern die Genehmigung bzw. Zulassung vor dem 23. Januar 2014 erfolgt ist (§ 100 Abs. 3 EEG).

### 6.1.8 Absenkung der Förderung

- (1) Das EEG nennt die anzulegenden Werte für Anlagen, die ab dem 01.08.2014 in Betrieb genommen wurden. Für Anlagen, die später in Betrieb genommen werden, ist zur Ermittlung der Förderung die jeweilige Absenkung nach §§ 27 bis 31 EEG heranzuziehen (siehe Tabelle 1).

---

<sup>24</sup> Grundlegend: Clearingstelle EEG: Verfahren 2008/49 /34/.

<sup>25</sup> Einzelheiten siehe für Biomasse- und Solarstromanlagen in den BDEW-Fragen und Antworten zum EEG 2014, Ausgaben „Biomasse“/69/ und „Solarstrom“ /70/, sowie der Entscheidung der Clearingstelle EEG im Verfahren 2014/27.

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- (2) Bei Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie erfolgt die Anpassung der anzulegenden Werte ab 01. September 2014 monatlich, bei Biomasseanlagen und Windenergieanlagen an Land ab 01. Januar 2016 quartalsweise. Bei den Erzeugungsarten Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas und Geothermie erfolgt die Anpassung der anzulegenden Werte ab 01. Januar 2016 jährlich.
- (3) Die anzulegenden Werte werden – getrennt voneinander – nach Anwendung der Absenkung auf zwei Stellen nach dem Komma in Cent pro Kilowattstunde gerundet (§ 26 Abs. 3 EEG). Zur Berechnung der anzulegenden Werte für Anlagen, die in dem betreffenden Zeitraum in Betrieb genommen werden, ist jeweils der ungerundete Wert für die Anlagen, die im vorausgegangenen Zeitraum in Betrieb genommen worden sind, heranzuziehen.
- (4) Die energieträgerspezifischen Zubauzahlen und die entsprechenden anzulegenden Werte werden auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

<b>Energieart (Absenkung der Förderung gemäß §§ 26 bis 31)</b>	<b>Anlagen mit Inbetriebnahme (IB) im Jahr 2016 oder später: Absenkung der anzule- genden Werte</b>
Wasserkraft	0,5 Prozent je Kalenderjahr
Deponiegas, Klärgas, Grubengas	1,5 Prozent je Kalenderjahr
Biomasse	Siehe Abschnitt 6.1.8.1
Geothermie	5 Prozent je Kalenderjahr ab 2018
Windenergie auf See	Zeitraum der erhöhten Anfangsförderung: a) 12 Jahre 0,5 Cent/kWh zum 01. Januar 2018 einmalig 1,0 Cent/kWh zum 01. Januar 2020 einmalig 0,5 Cent/kWh ab 2021, jährlich zum 01. Januar b) 8 Jahre 1,0 Cent/kWh zum 01. Januar 2018 einmalig
Solare Strahlungsenergie	Siehe Abschnitt 6.1.8.3
Windenergie an Land	Siehe Abschnitt 6.1.8.2

*Tabelle 1: Absenkung der Förderung*



### 6.1.8.1 Biomasse

- (1) Die anzulegenden Werte verringern sich ab dem 01. Januar 2016 vierteljährlich in Abhängigkeit des Anlagenzubaus.
- (2) Liegt der Bruttozubau (Neuanlagen) nicht über der gesetzlichen Obergrenze von 100 MW pro Kalenderjahr, so beträgt die quartalsweise Absenkung der anzulegenden Werte 0,5 Prozent (§ 28 EEG). Bei Überschreitung der Obergrenze erhöht sich die Absenkung auf 1,27 Prozent.
- (3) Bezugszeitraum ist der Zeitraum nach dem letzten Kalendertag des 18. Monats und vor dem ersten Kalendertag des fünften Monats, der einem Absenkungszeitraum (beginnend mit dem 01. Januar 2016) vorangeht.

### 6.1.8.2 Absenkung der Förderung für Windenergie an Land

- (1) Die anzulegenden Werte verringern sich ab dem 01. Januar 2016 vierteljährlich in Abhängigkeit des Anlagenzubaus.
- (2) Liegt der Nettozubau (Neuanlagen abzüglich ersetzte Anlagen) im gesetzlichen Zielkorridor von 2.400 bis 2.600 MW pro Kalenderjahr, so beträgt die quartalsweise Absenkung der anzulegenden Werte 0,4 Prozent (§ 29 EEG). Bei Zubau außerhalb des Korridors erhöht bzw. verringert sich die Absenkung. Ggf. ist auch eine Erhöhung der anzulegenden Werte möglich.

Zubau/anno	Absenkung/Quartal
> 3.400 MW	1,20 %
> 3.200 bis ≤ 3.400 MW	1,00 %
> 3.000 bis ≤ 3.200 MW	0,80 %
> 2.800 bis ≤ 3.000 MW	0,60 %
> 2.600 bis ≤ 2.800 MW	0,50 %
> 2.400 bis ≤ 2.600 MW	0,40 %
> 2.400 bis ≤ 2.200 MW	0,30 %
> 2.200 bis ≤ 2.000 MW	0,20 %
> 2.000 bis ≤ 1.800 MW	0,00 %
> 1.800 bis ≤ 1.600 MW	-0,20 %
< 1.600 MW	-0,40 %

*Tabelle 2: Quartalsweise Absenkung nach § 29 EEG für Windenergie an Land*

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- (3) Bezugszeitraum ist der Zeitraum nach dem letzten Kalendertag des 18. Monats und vor dem ersten Kalendertag des fünften Monats, der einem Absenkungszeitraum (beginnend mit dem 01. Januar 2016) vorangeht.

**6.1.8.3 Solare Strahlungsenergie**

- (1) Die Fördersätze verringern sich ab dem 01. September 2014 monatlich in Abhängigkeit des Zubaus von Anlagen (§ 31 EEG).
- (2) Liegt der Zubau im geplanten Korridor von 2.400 bis 2.600 MW pro Kalenderjahr, so beträgt die monatliche Absenkung der Vergütung 0,5 Prozent (§ 31 Abs. 2 EEG). Bei Zubau außerhalb des Korridors, erhöht bzw. verringert sich die Absenkung jeweils zum 1. Januar, 1. April, 1. Juli und 1. Oktober.

<b>Überschreitung Zubaukorridor/a</b>	<b>Absenkung/Monat</b>
> 4.900 MWp	2,80 %
> 3.900 bis ≤4.900 MWp	2,50 %
> 2.900 bis ≤3.900 MWp	2,20 %
> 1.900 bis ≤2.900 MWp	1,80 %
> 900 bis ≤1.900 MWp	1,40 %
≤ 900 MWp	1,00 %
<b>Unterschreitung Zubaukorridor/a</b>	
≤ 900 MWp	0,25 %
> 900 bis ≤ 1.400 MWp	0,00 %
> 1.400 MWp	-1,50 % (einmalig pro Quartal)

*Tabelle 3: Monatliche Absenkung der Förderung nach § 31 EEG*

- (3) Der Zubau wird jeweils für den Zeitraum nach dem letzten Kalendertag des 14. Monats und vor dem ersten Kalendertag des letzten Monats, für den die Absenkung gelten soll, ermittelt (§ 31 Abs. 5 EEG). Beispielsweise ergibt sich die Höhe der Absenkung zum 01. Oktober 2015 aus dem Zubau im Zeitraum 01. Juli 2014 bis 30. August 2015.
- (4) Übersteigt die Summe der installierten Leistung aller geförderten Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie (§ 31 Abs. 6 Satz 2 EEG 2014) erstmals den Wert von 52.000 MW, so verringert sich die Förderung der ab diesem Zeit-

punkt in Betrieb gehenden Anlagen zum ersten Kalendertag des auf die Veröffentlichung folgenden Monats auf null (§ 31 Abs. 6 EEG).

## **6.2 Fördervorschriften für Wasserkraftanlagen**

### **6.2.1 Grundsätzliches**

- (1) Die Förderung von Strom aus Wasserkraftanlagen richtet sich neben der installierten Leistung der Anlagen insbesondere nach dem Inbetriebnahmejahr der Anlage und dem Zeitpunkt sowie dem Umfang einer möglichen Modernisierung/Ertüchtigung. Entscheidend ist, ob die Anlage vor dem 01. August 2004, zwischen 01. August 2004 und 31. Dezember 2008, zwischen 01. Januar 2009 und 31. Dezember 2011, zwischen 01. Januar 2012 und 31. Juli 2014 oder danach in Betrieb genommen bzw. modernisiert/ertüchtigt wurde. Eine Übersicht über die ab 01. August 2014 möglichen Fälle gibt Tabelle 4.

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

<b>geltende Vorschrift und Förderzeitraum</b>	<b>Inbetriebnahme vor 01. Januar 2009</b>	<b>Inbetriebnahme zwischen 01.01.2009 bis 31.07.2014<sup>26</sup></b>	<b>Inbetriebnahme ab 01.08.2014</b>
§ 40 Abs. 1 EEG 20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr	§ 40 Abs. 1 EEG 2014 findet keine Anwendung	§ 40 Abs. 1 EEG 2014 findet keine Anwendung	Alle Anlagen (ohne Leistungsbegrenzung)
§ 40 Abs. 2 EEG 20 Jahre ab Abschluss der Ertüchtigungsmaßnahme zzgl. des restlich verbleibenden Teils des Jahres, in dem die Maßnahme abgeschlossen worden ist.	Erhöhung des Leistungsvermögens nach dem 31. Juli 2014	§ 40 Abs. 2 EEG 2014 findet keine Anwendung	

*Tabelle 4: Übersicht Fördervorschriften für Wasserkraftanlagen nach EEG 2014*

## 6.2.2 Fördervoraussetzungen

Für alle Wasserkraftanlagen (differenzierend nach Fördergrundlage in § 40 Abs. 1 oder 2 EEG) gelten folgende Fördervoraussetzungen:

- (1) der Anspruch auf Förderung nach § 40 Abs. 1 EEG besteht nur, wenn die Anlage
  1. im räumlichen Zusammenhang mit einer ganz oder teilweise bereits bestehenden oder einer vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von

---

<sup>26</sup> Keine Förderung nach EEG 2014.

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

Strom aus Wasserkraft neu zu errichtenden Stauanlage (§ 40 Abs.4 Satz 1 EEG) oder

2. ohne durchgehende Querverbauung (§ 40 Abs.4 Satz 2 EEG) errichtet worden ist.

## **6.2.3 Ertüchtigte Bestandsanlagen**

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

- (1) Anlagen, die vor dem 01. Januar 2009 in Betrieb genommen wurden, haben Anspruch auf die Förderung nach § 40 Abs. 1 EEG, wenn nach dem 31. Juli 2014
  - a. das Leistungsvermögen der Anlage erhöht wurde und dieses durch eine wasserrechtlich zugelassene Ertüchtigungsmaßnahme erfolgte oder
  - b. das Leistungsvermögen der Anlage erhöht wurde und dieses nicht durch eine wasserrechtlich zugelassene Ertüchtigungsmaßnahme erfolgte. In diesem Fall muss das Leistungsvermögen jedoch um mindestens 10 Prozent erhöht worden sein.
- (2) Der Anspruch auf die Förderung besteht ab dem Abschluss der Ertüchtigungsmaßnahme für die Dauer von 20 Jahren zuzüglich des restlich verbleibenden Teils des Jahres, in dem die Maßnahme abgeschlossen wurde.

### **6.2.3.2 Installierte Leistung nach Abschluss der Ertüchtigung über 5 MW**

- (1) Bei Anlagen, die bis 31. Dezember 2008 in Betrieb genommen wurden und nach einer Ertüchtigung ab 01. August 2014 eine installierte Leistung von mehr als 5 MW aufweisen, besteht der Förderanspruch nach § 40 Abs. 2 Satz 1 oder 2 EEG (vgl. Tabelle 5) nur für den Strom, der der Leistungserhöhung zuzurechnen ist.
- (2) Bei Anlagen mit einer installierten Leistung vor der Ertüchtigung bis einschließlich 5 MW gelten gemäß § 40 Abs. 3 Satz 2 EEG für die diesem Leistungsanteil zuzuordnenden Strommengen weiterhin die bisherigen Fördervorschriften nach EEG 2012, 2009, 2004 bzw. 2000.
- (3) Die Förderhöhe und der Förderzeitraum der Anlage bis zum Abschluss der Ertüchtigung bleiben unberührt. Die Anpassung der Fördersätze erfolgt unterjährig zum Zeitpunkt des Abschlusses der Ertüchtigung.

## 6.2.4 Förderung

- (1) In Tabelle 5 sind die anzulegenden Werte für Anlagen mit Inbetriebnahme ab dem 01. August 2014 sowie ab dem 01. August 2014 ertüchtigte Bestandsanlagen dargestellt.

Installierte Leistung bei Inbetriebnahme und ggf. nach Ertüchtigung	Vorschrift und Anwendungsbereich	Anzulegende Werte (ct/kWh) für Leistungszone bis einschließlich ...						
		500 kW	2 MW	5 MW	10 MW	20 MW	50 MW	darüber
Inbetriebnahme ab 01.08.2014	§ 40 Abs. 1 EEG							
Inbetriebnahme vor dem 01.01.2009 und Ertüchtigung ab 01.08.2014	§ 40 Abs. 2 EEG	12,5 2	8,2 5	6,3 1	5,5 4	5,3 4	4,2 8	3,5

Tabelle 5: Anzulegende Werte in ct/kWh für Wasserkraftanlagen bei Inbetriebnahme bzw. Abschluss der Ertüchtigung zwischen 01. August 2014 und 31. Dezember 2015

Die anzulegenden Werte für Strom aus Wasserkraft (gem. § 40 EEG) unterliegen einer jährlichen Absenkung ab dem 01. Januar 2016 von jeweils 0,5 Prozent (§ 27 Abs. 1 Nr. 1 EEG). Die Absenkung greift ab dem 01. Januar des jeweiligen Kalenderjahres. Die für das jeweilige Kalenderjahr geltenden anzulegenden Werte werden nach der Berechnung auf zwei Nachkommastellen gerundet.

## 6.2.5 Besondere Nachweispflichten bei Wasserkraftanlagen

- (1) Nachweis, dass die Anlage in einem räumlichen Zusammenhang mit einer ganz oder teilweise bereits bestehenden oder vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

von Strom aus Wasserkraft neu zu errichtenden Stauanlage oder ohne durchgehende Querverbauung (§ 40 Abs. 4 EEG) errichtet wurde (z. B. Vorlage der wasserrechtlichen Genehmigung).

- (2) Anlagen, deren Ertüchtigung nach dem 01. August 2014 abgeschlossen wurde: Nachweis der Erhöhung der installierten Leistung oder des Leistungsvermögens.<sup>27</sup>

### 6.2.6 Übergangsbestimmungen

- (1) Der Anlagenbetreiber erhält gemäß § 100 Abs. 1 Nr. 7 EEG für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wasserkraft, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind, anstelle der anzulegenden Werte nach § 40 Abs. 2 EEG 2014 die Förderung nach § 23 EEG 2012, wenn die Maßnahme nach § 23 Abs. 2 Satz 1 EEG 2012 vor dem 1. August 2014 abgeschlossen worden ist.

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 /59/ sowie in der Energie-Info „Anwendungshilfe zum EEG 2014“, Kapitel G I. /63/ zur Verfügung.

---

<sup>27</sup> Siehe Verfahren der Clearingstelle Nr. 2012/24 zur Erhöhung des Leistungsvermögens von Wasserkraftanlagen /42/.

## **6.3 Fördervorschriften für Deponiegas-, Klärgas- und Grubengasanlagen**

### **6.3.1 Allgemeine Fördervoraussetzungen**

- (1) Gefördert wird Strom aus Deponiegas-, Klärgas- und Grubengas. Die Fördervorschriften sind in den §§ 41 bis 43 EEG niedergelegt. Der Förderanspruch besteht auch, wenn das zur Stromerzeugung eingesetzte Deponiegas, Klärgas oder Grubengas bilanziell durch ein Gasnetz durchgeleitet wird, wenn die Vorgaben von § 47 EEG eingehalten werden (vgl. Abschnitt 6.5).
- (2) Die Pflicht zur Förderung von Strom aus Grubengas besteht gemäß § 43 Abs. 2 EEG nur, wenn das Grubengas aus Bergwerken des aktiven oder stillgelegten Bergbaus stammt.
- (3) Die Förderung für Strom aus Deponiegas-, Klärgas- und Grubengasanlagen, die vom 01. August 2014 bis 31. Dezember 2015 in Betrieb genommen wurden, sind in Tabelle 6 aufgeführt. Sie gelten im Jahr der Inbetriebnahme und in den darauf folgenden 20 Jahren.
- (4) Die jährliche Absenkung der Förderung für Neuanlagen, die ab 01. Januar 2016 in Betrieb genommen werden, beträgt bezogen auf den ungerundeten Fördersatz des Vorjahres 1,5 Prozent (§ 27 Abs. 1 Nr. 2 bis 4 EEG). Der für das jeweilige Kalenderjahr geltende Fördersatz wird nach der Berechnung auf zwei Nachkommastellen gerundet.



Umsetzungshilfe zum EEG 2014

Vorschrift	Energieträger	Anzulegender Wert (ct/kWh) für Leistungszone		
		bis einschl. 500 kW	bis einschl. 5 MW	> 5 MW
§ 41 EEG	Deponiegas	8,42	5,83	--
§ 42 EEG	Klärgas	6,69	5,83	--
§ 43 Abs. 1 EEG	Grubengas	bis einschl. 1 MW: 6,74	4,30	3,80

*Tabelle 6: Anzulegende Werte für Deponie-, Klär-, Grubengasanlagen bei Inbetriebnahme zwischen 01. August 2014 und 31. Dezember 2015*

## 6.4 Fördervorschriften für Biomasse

### 6.4.1 Allgemeine Fördervoraussetzungen

- (1) Gefördert wird Strom aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung (BiomasseV /6/).
- (2) Der Förderanspruch besteht auch, wenn zur Stromerzeugung gasförmige Biomasse eingesetzt wird, die bilanziell durch ein Gasnetz durchgeleitet wurde (Biomethan), und dies gemäß den Vorgaben von § 47 Abs. 6 EEG nachgewiesen wurde (vgl. Abschnitt 6.5).
- (3) Aus flüssiger Biomasse erzeugter Strom ist nur förderfähig, wenn die flüssige Biomasse zur notwendigen Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung eingesetzt wird. Ein darüber hinausgehender Einsatz von flüssiger Biomasse führt dagegen für den korrespondierenden Strom zu einem Förderausschluss.

#### 6.4.1.1 Spezielle Fördervoraussetzungen für Biogas

- (1) Betreiber von Biogasanlagen müssen nach § 9 Abs. 5 EEG 2014 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 (§ 9 Abs. 5 EEG). Die Anforderungen hinsichtlich gasdichter Abdeckung des Gärrestlagers und hydraulischer Verweilzeit gelten nicht, wenn zur Erzeugung des Biogases ausschließlich Gülle im Sinne der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21.10.2009 mit den Änderungen der Richtlinie 2010/63/EU eingesetzt wird.<sup>28</sup> Dies ist der Fall, wenn es sich bei der eingesetzten Gülle um Exkremente und/oder Urin von Nutztieren (außer Zuchtfisch) mit oder ohne Einstreu handelt. Nutztiere im Sinne der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 sind in der Regel Schweine, Rinder, Schafe, Hühner und Pferde.

---

<sup>28</sup> Zur Abgrenzung zu sonstiger Gülle sowie zu den Regelungen zu Gülle im EEG 2012 siehe BDEW-„Fragen und Antworten zum EEG 2014“, Ausgabe „Biomasse“, Kapitel B II /69/.

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- (2) Für Strom aus Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 100 kW besteht nach § 47 Abs. 1 EEG der volle Förderanspruch nur für den Anteil der je Kalenderjahr erzeugten Strommenge, der einer Bemessungsleistung von 50 Prozent der installierten Leistung entspricht. Für die in dem betreffenden Kalenderjahr darüber hinausgehende Stromerzeugung verringert sich der Förderanspruch bei geförderter Direktvermarktung auf null und bei Einspeisevergütung auf den Monatsmarktwert.

### 6.4.2 Anzulegende Werte

- (1) Die anzulegenden Werte für Strom aus Biomasse, der in Anlagen erzeugt wird, die zwischen dem 01. August 2014 und dem 31. Dezember 2015 in Betrieb genommen werden, sind in Tabelle 7 aufgeführt. Sie gelten im Jahr der Inbetriebnahme und für die darauf folgenden 20 Jahre.

Vorschrift	Leistungszone	Anzulegender Wert für Leistungszone (ct/kWh)
§ 44 Nr. 1 EEG	bis 150 kW	13,66
§ 44 Nr. 2 EEG	über 150 kW bis 500 kW	11,78
§ 44 Nr. 3 EEG	über 500 kW bis 5 MW	10,55
§ 44 Nr. 4 EEG	über 5 MW bis 20 MW	5,85

*Tabelle 7: Anzulegende Werte für Biomasseanlagen bei Inbetriebnahme zwischen 01. August 2014 und 31. Dezember 2015*

- (2) Die Absenkung der Förderung für Neuanlagen, die ab 01. Januar 2016 in Betrieb genommen werden, ist in Abschnitt 6.1.8 dargestellt.

### **6.4.3 Besondere Förderregelungen für Strom aus der Vergärung von Bioabfällen**

#### **6.4.3.1 Fördervoraussetzungen**

- (1) Der Förderanspruch nach § 45 EEG 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-Prozent je Kalenderjahr aus getrennt erfassten Bioabfällen erzeugt wird.
- (2) Zur Erreichung dieses Mindestanteils sind 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 anrechenbar.
- (3) Die Einrichtungen zur anaeroben Vergärung der Bioabfälle müssen – damit ein Förderanspruch besteht – unmittelbar mit einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände verbunden sein. Außerdem müssen die nachgerotteten Gärrückstände stofflich verwertet werden.
- (4) Die technische Vorgabe, dass bei einem neu zu errichtenden Gärrestlager am Standort der Biogaserzeugung die hydraulische Verweilzeit in dem gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System mindestens 150 Tage betragen muss, entfällt in diesem Fall (§ 9 Abs. 5 EEG).

#### **6.4.3.2 Anzulegende Werte**

Für Strom aus Biogasanlagen, die zwischen dem 01. August 2014 und dem 31. Dezember 2015 in Betrieb genommen wurden und die in Abschnitt 6.4.3.1 genannten Fördervoraussetzungen erfüllen, gelten die in Tabelle 8 aufgeführten erhöhten anzulegenden Werte. Die erhöhten anzulegenden Werte nach § 45 EEG können alternativ zu den anzulegenden Werten nach § 44 EEG in Anspruch genommen werden. Dies bedeutet, dass eine kombinierte Inanspruchnahme der Förderung nach § 44 und § 45 EEG für dieselbe Anlage ausscheidet (§ 47 Abs. 5 EEG).

Vorschrift	Leistungszone	Anzulegender Wert für Leistungszone (ct/kWh)
§ 45 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG	bis 500 kW	15,26
§ 45 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG	über 500 kW bis 20 MW	13,38

*Tabelle 8: Anzulegende Werte für Strom aus der Vergärung von Bioabfällen bei Inbetriebnahme der Anlage zwischen 01. August 2014 und 31. Dezember 2015*

Die Absenkung der Förderung für Neuanlagen, die ab 01. Januar 2016 in Betrieb genommen werden, ist in Abschnitt 6.1.8.1 dargestellt.

## **6.4.4 Besondere Förderregelungen für Strom aus der Vergärung von Gülle**

### **6.4.4.1 Fördervoraussetzungen**

- (1) Der Förderanspruch nach § 46 EEG besteht nur, wenn das zur Stromerzeugung eingesetzte Biogas durchschnittlich zu mindestens 80 Masse-Prozent je Kalenderjahr aus Gülle erzeugt wird.
- (2) Zur Erreichung dieses Mindestanteils ist ausschließlich Gülle im Sinne der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21.10.2009 mit den Änderungen der Richtlinie 2010/63/EU (vgl. Abschnitt 6.4.1.1) mit Ausnahme von Geflügelmist und Geflügeltrockenkot anrechenbar.
- (3) Die Stromerzeugung muss unmittelbar am Standort der Biogaserzeugungsanlage erfolgen. Die installierte elektrische Leistung der Anlage<sup>29</sup> am Anlagenstandort darf dabei insgesamt 75 kW nicht überschreiten. Somit ist § 46 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 Biomethan aus einem Erdgasnetz.

---

<sup>29</sup> Zur Definition des Begriffes „Anlage“ nach § 3 Nr. 1 EEG 2009 siehe BGH-Urteil vom 23. Oktober 2013 /23/ sowie BDEW-Anwendungshilfe “Hinweise zur Anwendung des EEG-Anlagenbegriffs gemäß dem BGH-Urteil“ 2013/66/.

#### 6.4.4.2 Anzulegende Werte

- (1) Für Strom aus Biogasanlagen, die zwischen dem 01. August 2014 und dem 31. Dezember 2015 in Betrieb genommen wurden und die in Abschnitt 6.4.4.1 genannten Fördervoraussetzungen erfüllen, gelten die in Tabelle 9 aufgeführten erhöhten anzulegenden Werte. Die erhöhten anzulegenden Werte nach § 46 EEG können alternativ zu den anzulegenden Werten nach § 44 in Anspruch genommen werden. Dies bedeutet, dass eine kombinierte Inanspruchnahme der Förderung nach § 44 und § 46 EEG 2014 für dieselbe Anlage ausscheidet (§ 47 Abs. 5 EEG).

Vorschrift	installierte Leistung	Anzulegender Wert für Leistungszone (ct/kWh)
§ 46 EEG	max. 75 kW	23,73

*Tabelle 9: Anzulegende Werte für Strom aus der Vergärung von Gülle bei Inbetriebnahme der Anlage zwischen 01. August 2014 und 31. Dezember 2015*

- (2) Die Absenkung der Förderung für Neuanlagen, die ab 01. Januar 2016 in Betrieb genommen werden, ist in Abschnitt 6.1.8.1 dargestellt.

#### 6.4.5 Förderregelungen für die Bereitstellung flexibler installierter Leistung von Biogasanlagen

##### 6.4.5.1 Flexibilitätszuschlag für neue Biogasanlagen

- (1) Für Biogasanlagen mit Inbetriebnahme ab 01. August 2014 und einer installierten elektrischen Leistung über 100 kW besteht bei Einhaltung der gesetzlichen Voraussetzungen von § 53 EEG über die gesamte gesetzliche Förderdauer ein zusätzlicher Förderanspruch für die Leistungsbereitstellung in Höhe von 40 € pro kW installierter elektrischer Leistung und Jahr (Flexibilitätszuschlag). Bei unterjähriger Inbetriebnahme bzw. Anlagenstilllegung wird der Flexibilitätszuschlag für das betreffende Jahr zeitanteilig ausgezahlt.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- (2) Der Flexibilitätszuschlag wird für die gesamte installierte Leistung der Biogasanlage gewährt und unterliegt nicht der Förderungsabsenkung nach § 28 EEG.
- (3) Der Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag besteht nur, wenn im betreffenden Kalenderjahr eine finanzielle Förderung nach § 19 EEG in Anspruch genommen wird. Dies kann entweder die Marktprämie nach § 34 EEG oder eine Einspeisevergütung nach § 37 EEG im Rahmen der dort genannten Leistungsobergrenzen bzw. nach § 38 EEG sein. Der Förderanspruch nach § 19 EEG darf in dem betreffenden Kalenderjahr nicht nach § 25 EEG verringert sein (vgl. Abschnitt 6.1.2).

**6.4.5.2 Flexibilitätsprämie für bestehende Biogasanlagen**

Für Biogasanlagen mit Inbetriebnahme bis 31. Juli 2014 besteht unter bestimmten Voraussetzungen Anspruch auf eine Prämie für die Bereitstellung zusätzlich installierter Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung (Flexibilitätsprämie), sofern der von der betreffenden Anlage eingespeiste Strom direktvermarktet wird (§ 54 EEG). Bezüglich der Einzelheiten wird auf Abschnitt 7.1.2 verwiesen.

**6.4.6 Verstöße gegen Fördervoraussetzungen**

Bei Verstößen gegen die Fördervoraussetzungen § 47 Abs. 3 EEG (Nachweis des KWK-Anteils an der Stromerzeugung bei Einsatz von Biomethan, Nachweis des Stromerzeugungsanteils aus Flüssigbiomasse) verringert sich der Förderanspruch nach §§ 44 bis 46 EEG im betreffenden Kalenderjahr auf den tatsächlichen Monatsmittelwert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland/Österreich am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris (siehe Anlage 1 EEG), soweit einzelne Regelungen in § 47 Abs. 3 EEG auf die betreffende Anlage anwendbar sind. Dieser Wert wird auch zur Ermittlung der Marktprämie bei geförderter Direktvermarktung benötigt und von den Übertragungsnetzbetreibern im Internet veröffentlicht ([www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de)).

**6.4.7 Besondere Nachweispflichten für Biomasseanlagen**

Einsatzstoffe (§§ 44 bis 46 EEG):

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

Führung eines Einsatzstofftagebuches mit lückenlosen Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe (gegebenenfalls einschließlich zur Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung eingesetzter Flüssigbiomasse) als Nachweis, welche Biomasse und gegebenenfalls in welchem Umfang Speichergas (Gas zur Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien) oder Grubengas 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.

Biomethan-Einsatz in KWK-Anlagen (§ 47 Abs. 2 und 3 EEG 2014):

Die Fördervoraussetzungen und -nachweispflichten werden nachfolgend in Kapitel 6.5.3 dargestellt.

**6.4.8 Übergangsbestimmungen für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.08.2014**

- (1) Für Biomasseanlagen mit Inbetriebnahme zwischen dem 01. Januar 2012 und dem 31. Juli 2014 gilt die BiomasseV in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung weiter. Dies ist insbesondere notwendig, damit die zur Ermittlung der für die einsatzstoffbezogenen Vergütungsboni nach EEG 2012 relevanten Strommengen vorgesehene Zuordnung der Einsatzstoffe zu den Einsatzstoffvergütungsklassen I und II bei diesen Anlagen weiterhin möglich ist (§ 101 Abs. 3 EEG).
- (2) Für bestehende Biogasanlagen verringert sich ab dem 01. August 2014 bei Überschreitung der vor dem 01. August 2014 erreichten Höchstbemessungsleistung der Vergütungsanspruch. Sobald die Stromeinspeisung in einem Kalenderjahr größer ist als die der Höchstbemessungsleistung entsprechende Strommenge, wird die Vergütung der darüber hinausgehenden Strommenge auf den Monatsmarktwert abgesenkt (§ 101 Abs. 1 EEG). Ausgangspunkt für die Ermittlung der Höchstbemessungsleistung ist die höchste zwischen der Inbetriebnahme der Anlage und dem 31. Dezember 2013 in einem Kalenderjahr erreichte Bemessungsleistung. Laut Gesetzesbegründung bleiben dabei Rumpffahre unberücksichtigt. Dieser Leistungswert wird mit 95 Prozent der



## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

am 31. Juli 2014 installierten Leistung der Anlage verglichen. Der größere der beiden Leistungswerte ist als Höchstbemessungsleistung heranzuziehen.<sup>30</sup>

- (3) Für Biogasanlagen mit Inbetriebnahme bis 31. Dezember 2011 werden ab 1. August 2014 die für den sog. Landschaftspflege-Bonus anrechenbaren Einsatzstoffe auf „Landschaftspflegematerial“ im Sinne der Anlage 3 Nr. 5 zur BiomasseV in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung beschränkt (§ 101 Abs. 2 Nr. 1 EEG).<sup>31</sup> Damit soll insbesondere der Einsatz von Mais, Raps und Getreide zum Erhalt des Landschaftspflege-Bonus künftig ausgeschlossen werden.
- (4) Die Übergangsbestimmungen für Biomethananlagen werden in Abschnitt 6.5.4 beschrieben.

---

<sup>30</sup> Einzelheiten zur Berechnung der Höchstbemessungsleistung nach § 101 Abs. 1 EEG siehe BDEW-„Fragen und Antworten zum EEG 2014“, Ausgabe „Biomasse“, Kapitel F II. 1/69/.

<sup>31</sup> Einzelheiten zur Änderung der Einsatzstoffe für den „Landschaftspflegebonus“ siehe BDEW-„Fragen und Antworten zum EEG 2014“, Ausgabe „Biomasse“, Kapitel F II. 2 /69/.

## **6.5 Fördervorschriften für gasförmige Energieträger bei Durchleitung durch Erdgasnetze**

### **6.5.1 Fördervoraussetzungen**

- (1) Nach § 47 EEG ist es möglich, Biogas (Gas aus anaerober Vergärung) oder sonstige gasförmige Biomasse (z. B. Holzgas), welche auf Erdgasqualität aufbereitet und bilanziell durch ein Gasnetz durchgeleitet wurden (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)).
- (4) Bei Einsatz von Biomethan ist eine bilanzielle Aufteilung in einsatzstoffbezogene Teilmengen vor der Entnahme aus dem Gasnetz zulässig. Die bilanzielle Aufteilung erfolgt anhand der Energieerträge der für die Biomethanherzeugung verwendeten Einsatzstoffe und ist einschließlich der Zuordnung der Einsatzstoffe zu der jeweiligen Teilmenge im Rahmen der Massenbilanzierung zu dokumentieren.

### **6.5.2 Förderung von durchgeleitetem Deponiegas, Klärgas, Grubengas**

Die Förderung von Strom aus durch ein Gasnetz durchgeleitetem Deponiegas, Klärgas oder Grubengas erfolgt nach den im Abschnitt 6.3 dargestellten Regelungen.

### 6.5.3 Förderung von Biomethan

- (1) Die Förderung von Strom aus Biomethan erfolgt auf Grundlage der anzulegenden Werte gemäß § 44 EEG oder, sofern die Fördervoraussetzungen nach Abschnitt 6.4.3.1 erfüllt sind, gemäß § 45 EEG.
- (2) Förderfähig ist nur der in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) nach § 47 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 i. V. m. Abs. 3 Satz 1 Nr. 1 EEG erzeugte Strom.
- (3) Bei erstmaliger Geltendmachung des Förderanspruchs muss die Eignung zur Erzeugung von KWK-Strom durch Vorlage eines Gutachtens eines Umweltgutachters nachgewiesen werden (§ 47 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 i. V. m. Abs. 3 Satz 2 EEG).
- (4) Zusätzlich muss der KWK-Anteil an der Stromerzeugung bis zum 28. Februar jedes Jahres jeweils für das vorangegangene Kalenderjahr durch Vorlage eines Gutachtens eines Umweltgutachters nachgewiesen werden.
- (5) 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.
- (6) 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 Abwärme-Abfuhr vorhanden sind und/oder eine anlageninterne Wärmenutzung (z. B. nachgeschaltetes ORC-Modul) erfolgt, ist zusätzlich kalenderjährlich die erzeugte bzw. eingespeiste KWK-Strommenge durch Vorlage eines Gutachtens eines Umweltgutachters nachzuweisen.
- (7) Wird der KWK-Anteil an der Stromerzeugung nicht nachgewiesen, wird die Förderung im betreffenden Kalenderjahr, wie in Abschnitt 6.4.6 beschrieben, abgesenkt.

#### **6.5.4 Übergangsvorschriften für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.08.2014**

- (1) Bei Anlagen mit Inbetriebnahme bis 31. Dezember 2011, in denen die in Abschnitt 6.5 genannten gasförmigen Energieträger eingesetzt werden, ist die Verwendung von Massenbilanzsystemen (vgl. Abschnitt 6.5.1 Abs. 3) für die ab 01. August 2014 erzeugten Strommengen vorgeschrieben (§ 101 Abs. 2 Nr. 2 EEG).
- (2) Die bilanzielle Aufteilung von Biomethan in einsatzstoffbezogene Teilmengen (vgl. Abschnitt 6.5.1 Abs. 4) ist nur bei Anlagen mit Inbetriebnahme ab 01. Januar 2012 zulässig (§ 100 Abs. 1 Nr. 4 EEG).
- (3) Für Biomethananlagen mit fossiler Inbetriebnahme bis 31. Juli 2014 und Umstellung auf ausschließlichen Einsatz von Biomethan ab 01. August 2014 bestehen alternativ folgende Möglichkeiten, damit der Inbetriebnahmebegriff nach EEG 2012 weitergilt und somit auch der bisherige Inbetriebnahmezeitpunkt erhalten bleibt (§ 101 Abs. 1 EEG):
  - a. Das ab dem 1. August 2014 eingesetzte Biomethan stammt ausschließlich aus Gasaufbereitungsanlagen, die vor dem 23. Januar 2014 erstmals Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist haben. Zusätzlich muss vor dem erstmaligen Betrieb mit Biomethan nachweislich eine andere Biomethananlage im Anlagenregister als endgültig stillgelegt registriert worden sein, die vor dem 01. August 2014 ausschließlich mit Biomethan betrieben wurde und mindestens dieselbe installierte elektrische Leistung aufweist.
  - b. Das ab 01. August 2014 eingesetzte Biomethan stammt ausschließlich aus einer Gasaufbereitungsanlage, die nach dem BImSchG genehmigungsbedürftig ist, vor dem 23. Januar 2014 genehmigt worden ist und vor dem 01. Januar 2015 erstmals Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist hat. Die Biomethananlage darf vor dem 01. Januar 2015 nicht mit Biomethan aus einer anderen Gasaufbereitungsanlage betrieben werden. Bei erstmaligem Betrieb mit Biomethan ab dem 01. Januar 2015 muss zusätzlich vor dem erstmaligen Betrieb mit Biomethan nachweislich eine andere Biomethananlage im Anlagenregister als endgültig stillgelegt registriert worden sein, die vor

dem 01. August 2014 ausschließlich mit Biomethan betrieben wurde und mindestens dieselbe installierte elektrische Leistung aufweist.

## 6.6 Fördervorschriften für Geothermieranlagen

### 6.6.1 Allgemeine Fördervoraussetzungen und anzulegende Werte

- (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 Fördervorschriften für Strom aus Geothermieranlagen mit Inbetriebnahme ab dem 01. August 2014 sind in § 48 EEG niedergelegt. Die Förderung für Strom aus Geothermieranlagen, die ab 01. August 2014 in Betrieb genommen werden, ist in Tabelle 10 dargestellt.
- (3) Die Absenkung der Förderung für Neuanlagen, die ab 01. Januar 2018 in Betrieb genommen werden, ist in Abschnitt 6.1.8 dargestellt.

Inbetriebnahme	Anzulegender Wert (ct/kWh)
01.08.2014 – 31.12.2017	25,20

*Tabelle 10: Anzulegender Wert für Geothermieranlagen (in ct/kWh)*

## **6.7 Fördervorschriften für Windenergieanlagen an Land**

### **6.7.1 Allgemeine Vergütungsvoraussetzungen**

- (1) Gemäß § 9 Abs. 6 EEG müssen Windenergieanlagen, die an das Mittel-, Hoch- oder Höchstspannungsnetz angeschlossen werden, die Anforderungen der Systemdienstleistungsverordnung für Windenergieanlagen (SDLWindV, vgl. Abschnitt 6.7.3) am Verknüpfungspunkt und ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme erfüllen. Für den Fall, dass die Anforderungen nicht erfüllt werden, verringert sich der anzulegende Wert auf den Monatsmarktwert (§ 25 Abs. 2 Nr. 1 EEG).
- (2) Die seit dem 01. Januar 2009 eingeführten Zusatz-Förderungen nach § 29 EEG 2009 und 2012 (Systemdienstleistungs-Bonus) und nach § 30 EEG 2009 und 2012 (Repowering-Bonus) wurden nicht in das EEG 2014 übertragen.

### **6.7.2 Grund- und Anfangsförderung**

- (1) Die Förderung für Strom aus Windenergieanlagen an Land besteht aus einer Grundförderung (§ 49 Abs. 1 EEG) und einer erhöhten Anfangsförderung (§ 49 Abs. 2 EEG). Die Anfangsförderung wird in den ersten 5 Jahren nach Inbetriebnahme der Windenergieanlage gezahlt.
- (2) Für Windenergieanlagen an Land, die nach dem 31. Juli 2014 und vor dem 01. Januar 2016 in Betrieb genommen wurden, beträgt der anzulegende Wert
  - für die Anfangsförderung 8,90 ct/kWh und
  - für die Grundförderung 4,95 ct/kWh
- (3) Die anzulegenden Werte verringern sich ab dem 01. Januar 2016 jeweils quartalsweise zum 01. Januar, 01. April, 01. Juli und 01. Oktober in Abhängigkeit des Anlagenzubaus (§ 29 Abs. 3 EEG; vgl. Abschnitt 6.1.7).
- (4) Der Zeitraum des Anspruches auf Zahlung der erhöhten Anfangsförderung verlängert sich um jeweils einen Monat pro 0,36 Prozent des Referenzertrages (R), wenn der Ertrag (E) der Anlage in den ersten 5 Jahren nach Inbetriebnahme 130 Prozent des Referenzertrages (R) unterschreitet. Zusätzlich verlängert sich der Zeitraum um jeweils einen Monat pro 0,48 Prozent des Referenzertrages (R), wenn der Ertrag (E) der Anlage in den ersten 5 Jahren nach Inbetriebnahme 100 Prozent des Referenzer-

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

trages (R) unterschreitet. Dabei ist jeder Summand auf ganze Monate zu runden (kaufmännischer Rundung):

Ertragswert kleiner 100 Prozent:

$$\Delta = \left(1,3 - \frac{E}{R}\right) \times \frac{1\text{Monat}}{0,0036} + \left(1,0 - \frac{E}{R}\right) \times \frac{1\text{Monat}}{0,0048}$$

Ertragswert zwischen 100 Prozent und 130 Prozent:

$$\Delta = \left(1,3 - \frac{E}{R}\right) \times \frac{1\text{Monat}}{0,0036}$$

Der Referenzertrag ist der errechnete Ertrag der Referenzanlage gemäß den Vorgaben von Anlage 2 EEG.

- (5) Bei der Bestimmung der Fristverlängerung für die erhöhte Anfangsförderung sind temporäre Leistungsreduzierungen, insbesondere aufgrund von Einspeisemanagementmaßnahmen nach § 14 EEG, zu berücksichtigen (Anlage 2 EEG).
- (6) Für Anlagen, die vor dem 01. August 2014 nach den Regelungen des § 7 EEG 2000, § 10 EEG 2004, § 29 EEG 2009 und § 29 EEG 2012 in Betrieb genommen wurden, gilt abweichend:

Regelung	Inbetriebnahme	Berechnung des Verlängerungszeitraum
§ 7 Abs. 1 EEG 2000 § 10 Abs. 1 EEG 2004 § 29 Abs. 1 EEG 2009 § 29 Abs. 1 EEG 2012	01.04.2000 – 31.07.2014	$\Delta = \left(1,5 - \frac{E}{R}\right) \times \frac{2\text{Monate}}{0,0075}$
§ 10 Abs. 2 EEG 2004 „Repowering“	01.08.2004 – 31.12.2008	$\Delta = \left(1,5 - \frac{E}{R}\right) \times \frac{2\text{Monate}}{0,006}$

*Tabelle 11: Berechnung des Verlängerungszeitraumes bei Windenergieanlagen an Land mit Inbetriebnahme bis 31. Juli 2014*

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- (5) Der Verlängerungsanspruch ( $\Delta$ ) ist dem Netzbetreiber nach den Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 5 /56/ in der zum Zeitpunkt der Ermittlung des Referenzertrages geltenden Fassung nachzuweisen (Anlage 2 EEG).
- (6) Für Windenergieanlagen mit einer Leistung bis einschließlich 50 kW entfällt die Nachweisführung des Verlängerungsanspruches ( $\Delta$ ). Nach § 49 Abs. 3 EEG wird unwiderleglich unterstellt, dass bei diesen Anlagen der Ertrag (E) 75 Prozent des Referenzertrages (R) beträgt. Somit besteht ein Anspruch auf Zahlung der Anfangsförderung für den gesamten Förderzeitraum von 20 Jahren zzgl. des Inbetriebnahmejahres.

### **6.7.3 Besondere Nachweispflichten bei Windenergieanlagen an Land**

- (1) Vor Inbetriebnahme bzw. Nachweis für SDL-Bonus bei Bestandsanlagen: Vorlage des Sachverständigengutachtens (einschließlich Einheitenzertifikat) zur Erfüllung der Anforderungen nach § 9 Abs. 6 EEG i. V. m. § 2 Abs. 1 SDLWindV (nur Anlagen mit Anschluss Mittel-, Hoch- und Höchstspannung).
- (2) Zum Ablauf von 5 Betriebsjahren zur Verlängerung der Anfangsförderung (nur Anlagen mit einer installierten Leistung über 50 kW): Nachweis des Verlängerungsanspruches ( $\Delta$ ) der Anfangsförderung nach den Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 5 /56/.



## 6.8 Fördervorschriften für Windenergieanlagen auf See

- (1) Für Strom aus Windenergieanlagen auf See wird zwischen einer Grundförderung (§ 50 Abs. 1 EEG), einer Anfangsförderung (§ 50 Abs. 2 EEG) und einer erhöhten Anfangsförderung (§ 50 Abs. 3 EEG) unterschieden.
- (2) Die Anfangsförderung beträgt in den ersten 12 Jahren nach Inbetriebnahme der Windenergieanlage 15,40 ct/kWh (§ 50 Abs. 2 EEG).
- (3) Anlagenbetreiber, deren Anlagen bis 31. Dezember 2019 in Betrieb genommen worden sind, können eine erhöhte Anfangsförderung in Höhe von 19,40 ct/kWh für die Dauer der ersten 8 Jahre beanspruchen, wenn der Anlagenbetreiber dies vor Inbetriebnahme der Anlage von dem Netzbetreiber verlangt. Dies gilt auch für betriebsbereite Anlagen, deren Netzanschluss noch nicht fertiggestellt ist (§ 30 Abs. 2 EEG).
- (4) Der Zeitraum der Zahlung der Anfangsförderung bzw. erhöhten Anfangsförderung 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 (§ 50 Abs. 2 EEG). Die Wassertiefe ist ausgehend vom Seekartennull zu bestimmen.
- (5) Ist die Einspeisung aus einer Windenergieanlage auf See länger als sieben aufeinanderfolgende Tage nicht möglich, weil die Leitung nach § 17d Abs. 1 Satz 1 EnWG nicht rechtzeitig fertiggestellt oder gestört ist und der Netzbetreiber dies nicht zu vertreten hat, verlängert sich der Zeitraum der finanziellen Förderung nach § 50 Abs. 2 und 3 EEG, beginnend mit dem achten Tag der Störung, um den Zeitraum der Störung. Diese Regelung ist nicht anzuwenden, soweit der Betreiber der Anlage die Entschädigung nach § 17e Abs. 1 oder 2 EnWG in Anspruch nimmt. Nimmt der Betreiber der Anlage die Entschädigung nach § 17e Abs. 2 EnWG in Anspruch, verkürzt sich der Anspruch auf Förderung nach § 50 Abs. 2 und 3 EEG um den Zeitraum der Verzögerung (§ 50 Abs. 4 EEG).
- (6) Der Förderanspruch besteht nicht für Strom aus Windenergieanlagen auf See, deren Errichtung nach dem 31. Dezember 2004 in einem Gebiet der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone oder des Küstenmeeres genehmigt worden ist, das nach § 57 i. V. m. § 32 Abs. 2 Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) oder nach Landesrecht zu einem geschützten Teil von Natur und Landschaft erklärt worden ist. Gleiches gilt bis

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

zur Unterschutzstellung auch für solche Gebiete, die das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit der Europäischen Kommission als Gebiete von gemeinschaftlicher Bedeutung oder als Europäische Vogelschutzgebiete benannt hat (§ 50 Abs. 5 EEG).

Inbetriebnahmejahr	Grundförderung (ct/kWh) ***	Anfangsförderung (ct/kWh)	Dauer der Zahlung der Anfangsförderung
Bis Ende 2017	3,9	15,4*) 19,4**)	*) 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
2018/2019	3,9	14,9 18,4**)	
2020	3,9	13,9 18,4**)	
Ab 2021	3,9	13,4****) 18,4**)	
<p>***) Der anzulegende Wert wird nach Ablauf des Zeitraums der Anfangsförderung auf die Grundförderung abgesenkt.</p> <p>****) Ab 2022 weitere jährliche Absenkung um jeweils 0,5ct/kWh.</p>			

Tabelle 12: Anzulegende Werte für Windenergieanlagen auf See in ct/kWh

## 6.9 Fördervorschriften für Photovoltaikanlagen

### 6.9.1 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 gefördert werden kann.

### 6.9.2 Anlagenbegriff und Zusammenfassung von Anlagen

- (1) Jedes PV-Modul ist eine separate Anlage im Sinne des § 5 Nr. 1 EEG. Leistungsseitige Zusammenfassungen von mehreren PV-Anlagen können sich aufgrund von § 32 Abs. 1 EEG ergeben. 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 aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb gesetzt worden sind, werden unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der Förderung für die jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Module zusammengefasst (§ 32 Abs. 1 Satz 1 EEG); vgl. auch Abschnitt 6.1.6.
- (3) Mehrere PV-Module, die auf Flächen errichtet worden sind, für die entweder ein Verfahren nach § 38 Satz 1 Baugesetzbuch (BauGB) durchgeführt worden ist oder die im Geltungsbereich eines beschlossenen Bebauungsplans im Sinne des § 30 BauGB liegen, werden unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zwecke der Ermittlung der Förderung für die jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Module zusammengefasst, wenn sie
  1. innerhalb derselben Gemeinde, die für den Erlass des Bebauungsplans zuständig ist, 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 (§ 32 Abs. 2 EEG).

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- (4) Die Nachweisführung im Sinne des § 32 EEG obliegt dem Anlagenbetreiber (vgl. Abschnitt 6.9.5).

### **6.9.3 Fördervoraussetzungen und Fördersätze**

#### **6.9.3.1 Förderung von Strom aus Anlagen im Sinne von § 51 Abs. 1 EEG**

- (1) Der Förderanspruch gemäß § 51 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 BauGB durchgeführt worden ist, oder im Bereich eines beschlossenen Bebauungsplans<sup>32</sup> (§ 30 BauGB) errichtet worden sein.
- (2) Wurde die Anlage im Bereich eines beschlossenen Bebauungsplans errichtet (§ 51 Abs. 1 Nr. 3 EEG), muss
- a. der Bebauungsplan vor dem 01. September 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. Januar 2010 für die Fläche, auf der die Anlage errichtet worden ist, ein Gewerbe- oder Industriegebiet im Sinne der §§ 8 und 9 der Baunutzungsverordnung (BauNVO) ausgewiesen haben, auch wenn die Festsetzung nach dem 01. Januar 2010 zumindest auch mit dem Zweck geändert wurde, eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie zu errichten, oder
  - c. der Bebauungsplan nach dem 01. September 2003 zumindest auch mit dem Zweck der Errichtung einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie aufgestellt oder geändert worden sein und sich die Anlage

---

<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 Vergütungs Voraussetzung mehr.

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

auf eine der in § 51 Abs. 1 Nr. 3 c) aa) bis cc) EEG genannten Flächen befinden (weitere Voraussetzungen siehe anschließend in Abs. 3).

(3) Wurde der Bebauungsplan zumindest auch mit dem Zweck der Errichtung einer Solarstromanlage nach dem 01. September 2003 aufgestellt (§ 51 Abs. 1 Nr. 3 c) EEG), besteht der Förderanspruch 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 BNatSchG oder als Nationalpark im Sinne des § 24 BNatSchG festgesetzt worden sind.

(4) Die anzulegenden Werte sind in *Tabelle 13* dargestellt.

<b>Monat der Inbetriebnahme</b>	<b>Anzulegender Wert (ct/kWh)</b>
<b>August 2014</b>	9,23
<b>September 2014</b>	9,18
<b>Oktober 2014</b>	9,16
<b>November 2014</b>	9,14
<b>Dezember 2014</b>	9,12
<b>Januar 2015</b>	9,09

<sup>33</sup> Zu den Bedingungen an eine Konversionsfläche siehe Empfehlung der Clearingstelle EEG 2010/2 /35/.

<b>Februar 2015</b>	9,07
<b>März 2015</b>	9,05

*Tabelle 13: Anzulegende Werte in ct/kWh für Anlagen gemäß § 51 Abs. 1 EEG<sup>34</sup>*

- (5) Nach § 55 Abs. 3 EEG verringert sich für „Freiflächenanlagen“ mit Inbetriebnahme ab dem 01. September 2015, die außerhalb des Ausschreibungsmodells neu in Betrieb gegangen sind, deren Förderung auf null. Die Bekanntmachung der erstmaligen Ausschreibung nach § 55 Abs. 1 EEG erfolgte am 24. Februar 2015. Eine „Freiflächenanlage“ ist gemäß § 5 Nr. 16 EEG „jede Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die nicht in, an oder auf einem Gebäude oder einer sonstigen baulichen Anlage, die vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie errichtet worden ist, angebracht ist“.

### **6.9.3.2 Förderung von Strom aus Anlagen im Sinne von § 51 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 gefördert. Die Förderung des Stromes erfolgt in Abhängigkeit von der installierten Leistung (kWp) und vom Inbetriebnahmezeitpunkt (vgl. Abschnitt 6.1.4).

---

<sup>34</sup> Die aktuellen Fördersätze sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur unter Elektrizität und Gas → Unternehmen/Institutionen → Erneuerbare Energien → PV-Freiflächenanlagen zu finden.

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

Monat der Inbetriebnahme	Leistungsbereich			
	≤ 10 kWp	> 10 kWp bis ≤ 40 kWp	> 40 kWp bis ≤ 1 MWp	> 1 MWp bis ≤ 10 MWp
<b>August 2014</b>	13,15	12,80	11,49	9,23
<b>September 2014</b>	13,08	12,74	11,43	9,18
<b>Oktober 2014</b>	13,05	12,70	11,40	9,16
<b>November 2014</b>	13,02	12,67	11,38	9,14
<b>Dezember 2014</b>	12,99	12,64	11,35	9,12
<b>Januar 2015</b>	12,95	12,61	11,32	9,09
<b>Februar 2015</b>	12,92	12,58	11,29	9,07
<b>März 2015</b>	12,89	12,55	11,26	9,05

*Tabelle 14: Anzulegende Werte in ct/kWh für Anlagen gemäß § 51 Abs. 2 EEG*

- (2) Gebäude im obigen Sinne sind ausweislich des § 5 Nr. 17 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>35</sup>
- (3) Wenn Gebäude keine Wohngebäude sind und diese Gebäude im Außenbereich nach § 35 BauGB errichtet worden sind, gelten die anzulegenden Werte nach § 51 Abs. 2 EEG gemäß § 51 Abs. 3 EEG nur,
1. wenn nachweislich vor dem 01. April 2012,
    - für das Gebäude der Bauantrag oder der Antrag auf Zustimmung gestellt oder die Bauanzeige erstattet worden ist,

<sup>35</sup> Zur gleichlautenden Gebäudedefinition nach § 33 Abs. 3 EEG 2009 vgl. Clearingstelle EEG, Verfahren 2011/10 /37/.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- 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. März 2012 errichteten Hofstelle eines land- oder forstwirtschaftlichen Betriebes steht oder
  3. das Gebäude der dauerhaften Stallhaltung von Tieren dient und von der zuständigen Baubehörde genehmigt worden ist.

Wenn diese Fördervoraussetzungen nicht erfüllt sind, gelten für die Solarstromanlagen nicht die anzulegenden Werte nach § 51 Abs. 2 EEG sondern nach § 51 Abs. 1 EEG.

- (6) Nach § 5 Nr. 37 EEG sind Wohngebäude Gebäude, die nach ihrer Zweckbestimmung überwiegend dem Wohnen dienen, einschließlich Wohn-, Alten- und Pflegeheimen sowie ähnlichen Einrichtungen.
- (7) Als Außenbereich nach § 35 BauGB 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.

### **6.9.4 Ersatz von defekten, beschädigten oder gestohlenen Anlagen (§ 51 Abs. 4 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 der Inbetriebnahmedefinition in § 5 Nr. 21 EEG bis zur Höhe der vor der Ersetzung an demselben Standort installierten Leistung als zu dem Zeit-



## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- punkt in Betrieb genommen, zu dem die ersetzten Anlagen in Betrieb genommen worden waren.
- (2) Werden demzufolge ab dem 1. August 2014 Anlagen durch Anlagen mit einer höheren installierten Leistung ersetzt, so gelten die Teile der Anlagen, welche über der Leistung der ersetzten Anlagen liegen, als zum Zeitpunkt der Ersetzung in Betrieb genommen, sofern es sich um neue Module handelt. Erfolgt die Ersetzung durch gebrauchte Module, deren Förderanspruch nicht durch eine Ersetzung an einem anderen Standort erloschen ist, gilt für die übersteigende Leistung das Inbetriebnahmedatum der gebrauchten Module fort.
- (3) Für die ersetzten Anlagen entfällt der Förderanspruch nach EEG endgültig.

**6.9.5 Besondere Nachweispflichten für PV-Anlagen**

- (1) Anlagen nach § 51 Abs. 1 EEG:
- Nachweis der Anbringung in, an oder auf baulichen Anlagen bzw. Gebäuden, die einen anderen vorrangigen Nutzungszweck als für die Solarstromerzeugung haben (§ 51 Abs. 1 EEG)
  - Kopie des Bebauungsplans mit Verfahrensvermerken und Angaben zugelassenen Nutzungsarten (§ 51 Abs. 1 Nr. 3b EEG) oder Nachweis, dass ein Verfahren nach § 38 BauGB durchgeführt worden ist (§ 51 Abs. 1 Nr. 2 EEG) sowie ggf.
  - Nachweis über die konkrete Belegenheit auf einer der in § 51 Abs. 1 Nr. 3 c) EEG genannten Flächen
  - Nachweis zu bereits versiegelten Flächen bzw. Konversionsflächen (§ 51 Abs. 1 Nr. 3 c) EEG)
- (2) Zusammenfassung von Freiflächenanlagen nach § 51 Abs. 1 Nr. 2 und 3 EEG (§ 32 Abs. 2 EEG):
- Bestätigung der Baubehörde der betreffenden Gemeinde über Belegenheit im Abstand von in der Luftlinie bis zu 2 Kilometern vom äußeren Rand einer anderen Freiflächenanlage
- (3) Anlagen nach § 51 Abs. 2 EEG:
- Nachweis über Anbringungsart und -ort der Module sowie Nachweis der abschließlichen Anbringung in, an oder auf dem Gebäude (§ 51 Abs. 2 und 3 EEG)

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- Nachweis der Einhaltung der Eigenschaften des Gebäudes (selbstständige Benutzbarkeit, Überdeckung, Begehbarkeit und vorrangiger anderweitiger Nutzungszweck) i. S. v. § 5 Nr. 17 und 37 EEG
- Nachweis der Förderfähigkeit für Gebäude im Außenbereich i. S. v. § 51 Abs. 3 EEG.

Weitere Informationen zu rechtlichen Fragestellungen zu Solarstrom steht für BDEW-Mitglieder in der Energie-Info „Fragen und Antworten zum EEG 2014 – Ausgabe Solarstrom“ /70/ zur Verfügung.

### **6.9.6 Ausschreibungsmodell für PV-Anlagen**

- (1) Nach § 2 Abs. 5 EEG wird bis spätestens 2017 ein Umbau der Förderung des EEG angestrebt. Die Höhe der zukünftigen Förderungen sollen nicht mehr entsprechend dem energieträgerspezifischen Zubau, sondern durch Ausschreibungen ermittelt werden. Die Einführung des „Ausschreibungsmodells“ beginnt mit einer Testphase für „Freiflächenanlagen“ im Sinne von § 5 Nr. 16 EEG.
- (2) Gemäß der im § 88 EEG enthaltenen Verordnungsermächtigung trat am 12. Februar 2015 die „Verordnung zur Ausschreibung der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen“ (Freiflächenausschreibungsverordnung – FFAV) /13/ in Kraft. Diese regelt die Ausschreibung der finanziellen Förderung und ihrer Höhe für Strom aus „Freiflächenanlagen“ im Sinne von § 5 Nr. 16 EEG, um im Rahmen des Ausbaupfades nach § 3 Nr. 3 EEG einen Zubau in Höhe von durchschnittlich 400 MWp/a zu erreichen.
- (3) Die BNetzA führt die Ausschreibungen durch und ermittelt im Ergebnis die Höhe der Förderung (anzulegende Werte). Der Netzbetreiber wird über die anzulegenden Werte durch die BNetzA informiert.
- (4) Nach § 55 Abs. 3 EEG verringert sich ab 01. September 2015 die Förderung für „Freiflächenanlagen“ im Sinne von § 5 Nr. 16 EEG, die ab dem 01. September 2015 außerhalb des Ausschreibungsmodells neu in Betrieb gegangen sind, auf null.
- (5) Ein Anspruch auf eine finanzielle Förderung nach § 55 Abs. 2 EEG im Fall der Ausschreibung besteht, wenn
  - (1) der Anlagenbetreiber über eine Förderberechtigung verfügt, die im Rahmen der Ausschreibung nach der FFAV für die Anlage durch Zuschlag erteilt oder später der Anlage verbindlich zugeordnet worden ist,

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- (2) die Anlage im Bereich eines beschlossenen Bebauungsplans im Sinne des § 30 BauGB errichtet worden ist, der zumindest auch mit dem Zweck aufgestellt oder geändert worden ist, eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie zu errichten,
- (3) ab der Inbetriebnahme der Anlage der gesamte während der Förderdauer nach § 22 EEG in der Anlage erzeugte Strom in das Netz eingespeist und nicht selbst verbraucht wird und
- (4) die weiteren Voraussetzungen nach dem EEG mit Ausnahme der Voraussetzungen nach § 51 Abs. 1 EEG und die Voraussetzungen der FFAV (z. B. Abstand bei mehreren Anlagen innerhalb einer Gemeinde max. 4 km Luftlinie) erfüllt sind.

## 7 Direktvermarktung und sonstige Veräußerungsformen

### 7.1 Gesetzliche Regelung

- (1) Der erzeugte Strom soll zukünftig vorrangig über die Direktvermarktung veräußert werden (§ 2 Abs. 2 EEG). Die Direktvermarktung zum Zweck der Inanspruchnahme der Marktprämie (§§ 34 ff. EEG) ist der im EEG 2014 vorgesehene Regelfall für die finanzielle Förderung. Die in §§ 40 bis 51 EEG genannten anzulegenden Werte für die einzelnen erneuerbaren Energieträger sind dabei die Grundlage für die Berechnung der Marktprämie im Rahmen der geförderten Direktvermarktung.<sup>36</sup> Daneben gibt es auch weiterhin die Möglichkeit der „Sonstigen Direktvermarktung“. Eine Einspeisevergütung ist in folgenden Fällen möglich:
- a) Bei kleinen Anlagen (§ 37 EEG): Der Schwellenwert liegt bei Inbetriebnahme bis Ende 2015 bei einer installierten Leistung von 500 kW und danach bei 100 kW. Die Einspeisevergütung für kleine Anlagen liegt je nach Energieträger 0,2 bzw. 0,4 ct/kWh unter dem anzulegenden Wert nach §§ 40 bis 51 EEG. Auch alle Bestandsanlagen können noch eine Einspeisevergütung nach § 37 EEG geltend machen, unabhängig von ihrer Größe (§ 100 Abs. 1 Nr. 6, Abs. 1 Nr. 10 Einleitungssatz EEG).
  - b) Bei allen Anlagen (§ 38 EEG): „Einspeisevergütung in Ausnahmefällen“: Der Vergütungsanspruch liegt in diesem Fall 20 Prozent unter dem anzulegenden Wert der einzelnen Energieträger (§§ 40 bis 51 EEG) und ist für Ausnahmefälle gedacht (z. B. bei Insolvenz des Direktvermarktungsunternehmers oder unmittelbar nach Inbetriebnahme). Der Anlagenbetreiber muss nicht nachweisen, dass ein Ausnahmefall vorliegt.

---

<sup>36</sup> Siehe hierzu ausführlich die BDEW-Anwendungshilfe zu Fördergrundlagen des EEG 2014 /64/, insbesondere zur Berechnung der Marktprämie ab S. 25 ff.

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- (2) Die vollständige oder anteilige Veräußerung des erzeugten Stroms an Dritte gilt nicht als Direktvermarktung, wenn dieser in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz für die allgemeine Versorgung geleitet wird.<sup>37</sup>
- (3) Anlagenbetreiber können für direktvermarkteten Strom, der tatsächlich eingespeist und von einem Dritten abgenommen wurde, eine Marktprämie verlangen. Dazu müssen folgende Kriterien erfüllt sein (§ 35 EEG):
- Die Anlage muss fernsteuerbar im Sinne von § 36 Abs. 1 EEG sein, so dass z. B. die Fahrweise an den Marktpreis angepasst werden kann (muss vor Beginn des 2. auf die Inbetriebnahme folgenden Monats erfüllt sein).<sup>38</sup>
  - Ein vermiedenes Netzentgelt darf nicht in Anspruch genommen werden, da dies in der Marktprämie bereits enthalten ist (wie bisher).
  - Wie auch nach dem EEG 2012 muss der Strom in einem sortenreinen Marktprämienbilanzkreis (auch Unterbilanzkreis) bilanziert werden. Neu ist allerdings, dass die Sortenreinheit mit Ausnahme von nicht zu vertretenden Fremdbilanzierungen (z. B. Ausgleichsenergiemengen durch den Netzbetreiber) gilt.
  - Die Anforderung einer ¼-stündlichen Leistungsmessung und Bilanzierung im Rahmen der Direktvermarktung wird in § 35 EEG nicht mehr ausdrücklich genannt. Diese Voraussetzung ergibt sich aber zum einen aus § 20 EnWG i. V. mit § 3 Abs. 2 und § 4 Abs. 3 Stromnetzanschlussverordnung (StromNZV), wonach der für die Netznutzung eingespeiste Strom in entsprechende Bilanzkreise eingestellt werden muss, was – wenn keine anwendbaren synthetischen Einspeisungsprofile existieren – nur durch eine Lastgangmessung erfolgen kann. Zudem ist nach § 36 EEG die Abrufung der Ist-Einspeisung und damit zumindest eine ¼-stündliche Leistungsmessung (i. d. R. RLM-Messung) für

---

<sup>37</sup> Vgl. Definition in § 5 Nr. 9 EEG.

<sup>38</sup> Siehe hierzu ausführlich BDEW Fragen und Antworten zur Fernsteuerbarkeit nach § 36 EEG 2014 /71/.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

EEG-Anlagen in der geförderten Direktvermarktung ohnehin zwingend erforderlich. Bei einer anteiligen Direktvermarktung nach § 20 Abs. 2 Satz 1 EEG ergibt sich die Notwendigkeit einer ¼-stündlichen Leistungsmessung, wonach die Prozentsätze gemäß § 20 Abs. 2 Satz 2 EEG jederzeit nachweislich einzuhalten sind.<sup>39</sup>

Für Bestandsanlagen gelten dieselben Anforderungen. Insbesondere müssen alle Bestandsanlagen seit dem 1. April 2015 fernsteuerbar im Sinne des § 36 EEG sein (§ 100 Abs. 1 Nr. 5 EEG).

- (3) Anlagenbetreiber können nach § 35 Nr. 1 EEG i. V. m. § 18 Abs. 1 Satz 3 Stromnetz-entgeltverordnung (StromNEV) für den im Rahmen der geförderten Direktvermarktung (Marktprämienmodell) direkt vermarkteten Anteil des erzeugten Stroms keine vermiedenen Netzentgelte nach § 18 StromNEV in Anspruch nehmen. Bei der nicht geförderten Direktvermarktung (sonstige Direktvermarktung) werden vermiedene Netzentgelte für den direkt vermarkteten Anteil des erzeugten Stroms durch den Anschlussnetzbetreiber an den Anlagenbetreiber ausgezahlt. Gemäß § 57 Abs. 3 Satz 1 EEG i. V. m. § 18 Abs. 1 Satz 3 Nr. 1 StromNEV werden die vermiedenen Netzentgelte, die nicht an den Anlagenbetreiber gewährt werden, an die rÜNB 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 Leitfadens /72/ verwiesen.
- (4) Eine Direktvermarktung kann nach § 20 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG in den folgenden Veräußerungsformen erfolgen:
  - a. Geförderte Direktvermarktung (Inanspruchnahme der Marktprämie)
  - b. Sonstige Direktvermarktung (nicht gefördert).
- (5) Die Variante der „Direktvermarktung zum Zwecke der Verringerung der EEG-Umlage durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen“ (Grünstromprivileg nach § 39 EEG 2012) ist seit dem 01. August 2014 entfallen.

---

<sup>39</sup> Auch die Begründung des Regierungsentwurfs des Zweiten EEG-Änderungsgesetz geht davon aus, dass eine RLM-Messung erforderlich ist (Messung der Ist-Einspeisung *auch* bei der nur anteiligen Direktvermarktung): Fraktionsentwurf vom 21. April 2015, BT-Drs. 18/4681, S. 8 zu Art. 1 Nr. 1 a).

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- (6) Neben der vollständigen Direktvermarktung kann der in der Anlage erzeugte Strom nach § 20 Abs. 2 EEG auch anteilig auf die beiden Direktvermarktungsformen sowie auf die Einspeisevergütung nach § 37 EEG aufgeteilt werden. Dabei 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 ein fixer Prozentsatz der Energie des physikalischen Zählpunktes zugeordnet wird. Rückwirkend zum 01. August 2014 ist auch wieder die anteilige Direktvermarktung für mehrere Anlagen, deren Strom gemeinsam gemessen und abgerechnet wird, sanktionslos möglich.<sup>40</sup>
- (7) Bei den Wechseln zwischen den Veräußerungsformen nach § 21 EEG sind folgende Eckpunkte zu beachten:
- a. Ein Wechsel zwischen den Veräußerungsformen ist nur zum ersten Kalendertag eines Monats möglich (§ 20 Abs. 1 EEG).
  - b. Anlagenbetreiber müssen dem Anschlussnetzbetreiber einen Wechsel in eine andere Veräußerungsform vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats mitteilen (§ 21 Abs. 1 Satz 1 EEG). Die Meldung eines Wechsels in die und aus der Einspeisevergütung in Ausnahmefällen ist dagegen bis zum fünftletzten Werktag des Vormonats möglich (§ 21 Abs. 1 Satz 2 EEG).
  - c. Anlagenbetreiber müssen dem Anschlussnetzbetreiber Angaben nach § 21 Abs. 2 EEG mitteilen. Dies sind:
    - i) die Veräußerungsform, in die gewechselt wird (§ 21 Abs. 2 Nr. 1 EEG),
    - ii) der Bilanzkreis, in den gewechselt werden soll (bei Wechsel in die Direktvermarktung (§ 21 Abs. 2 Nr. 2 EEG) und

---

<sup>40</sup> Das Zweite EEG-Änderungsgesetz vom 29. Juni 2015, das die entsprechende in § 25 Abs. 2 Nr. 3 EEG 2014 (alt) enthaltene Sanktion ersatzlos aufgehoben hat, ist in diesem Aspekt rückwirkend zum 01. August 2014, in Kraft getreten /3/.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- iii) bei einer prozentualen Aufteilung des Stroms nach § 20 Abs. 2 EEG die Prozentsätze, zu denen der Strom den jeweiligen Veräußerungsformen zugeordnet wird (§ 21 Abs. 2 Nr. 3 EEG).

(8) Die Wechselprozesse sind in Abschnitt 7.2 näher erläutert.

### 7.1.1 Marktprämie

(1) Der Anlagenbetreiber kann bei Direktvermarktung nach § 20 Abs. 1 Nr. 1 EEG (geförderte Direktvermarktung zur Erlangung der Marktprämie) für den tatsächlich eingespeisten und von einem Dritten abgenommenen Strom von dem Anschlussnetzbetreiber die Zahlung einer Marktprämie verlangen. Die Direktvermarktung in die Marktprämie von Strom, der nach § 11 Abs. 2 EEG kaufmännisch-bilanziell eingespeist wird, ist ebenfalls möglich.

(2) Die Höhe der anlagenspezifischen Marktprämie wird kalendermonatlich rückwirkend für den Vormonat ermittelt. Sofern der Anschlussnetzbetreiber auch Messstellenbetreiber ist, liegt ihm die Größe der im jeweiligen Monat nach § 20 Abs. 1 Nr. 1 EEG direktvermarkteten Strommenge über die Auslesung des rLM-Zählers vor.

Die Höhe der anlagenspezifischen Marktprämie wird nach Anlage 1 EEG anhand der für den jeweiligen Kalendermonat tatsächlich festgestellten oder berechneten Werte (anzulegender Wert nach §§ 40 bis 55 EEG, Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwertes) nach folgender Berechnungsvorschrift ermittelt:

$$\text{Marktprämie [ct/kWh]} = \text{Anzulegender Wert [ct/kWh]} - \text{Monatsmarktwert [ct/kWh]}$$

Hierbei ist zu beachten, dass der anzulegende Wert kein anlagenspezifischer Durchschnittsvergütungssatz ist, sondern für jeden anzulegenden Wert der Anlage eine separate Marktprämie berechnet werden muss (bspw. wenn eine Anlage aufgrund verschiedener Leistungsstufen mit mehreren Vergütungskategorien abgerechnet werden muss).<sup>41</sup>

Ergibt sich bei der Berechnung der Marktprämie ein negativer Wert, so wird die Marktprämie auf den Wert null gesetzt.

---

<sup>41</sup> Bspw. bei Strom aus den Energieträgern Wasser oder Biomasse, vgl. hierzu ausführlich die BDEW-Anwendungshilfe zu den Fördergrundlagen des EEG 2014, S. 29 ff.



## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- (3) Der anzulegende Wert ist nach § 23 Abs. 1 Satz 2 EEG der zur Ermittlung der Marktprämie oder der Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Energien zugrundeliegende Betrag nach den §§ 40 bis 51 oder 55 EEG in Cent pro Kilowattstunden. Die Höhe des anzulegenden Wertes wird unter Berücksichtigung der §§ 40 bis 51 oder 55 EEG und der §§ 19 bis 32 EEG berechnet (vgl. 1.1 der Anlage 1 EEG). Bei Bestandsanlagen sind für die Berechnung der Marktprämie als anzulegende Werte die jeweils für die Anlage maßgeblichen Einspeisevergütungen zugrundezulegen.<sup>42</sup> Die noch im EEG 2012 existierende Managementprämie wurde im EEG 2014 direkt in den anzulegenden Wert nach den §§ 40 bis 51 (oder 55) EEG eingepreist. Für Bestandsanlagen, die bis zum 31. Juli 2014 in Betrieb genommen wurden, kommt darüber hinaus die Übergangsbestimmung des § 100 Abs. 1 Nr. 8 EEG zur Anwendung.<sup>43</sup>
- (4) Für o. g. Bestandsanlagen sind die in den §§ 40 bis 51 bzw. 55 EEG anzulegenden Werte gemäß § 100 Abs. 1 Nr. 8 EEG wie folgt zu erhöhen:<sup>44</sup>
- Für den vor dem 01. Januar 2015 erzeugten Strom aus fluktuierenden Energieträgern (Windenergie und Photovoltaik) um 0,60 ct/kWh, wenn die Anlage nach § 3 Managementprämienverordnung (MaPrV) fernsteuerbar ist. Ist die Anlage nicht fernsteuerbar, erhöht sich der anzulegende Wert um 0,45 ct/kWh.
  - Für den vor dem 01. Januar 2015 erzeugten Strom aus steuerbaren Energieträgern (Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse, Geothermie) um 0,25 ct/kWh.
  - Für den nach dem 31. Dezember 2014 erzeugten Strom aus fluktuierenden Energieträgern (Windenergie und Photovoltaik) um 0,40 ct/kWh. Ist die Anlage nicht fernsteuerbar im Sinne des § 36 EEG, erhöht sich der anzulegende Wert für den im Zeitraum vom 01. Januar 2015 bis 01. April 2015 um 0,30 ct/kWh.

---

<sup>42</sup> Siehe hierzu ausführlich BDEW-Anwendungshilfe zu Fördergrundlagen des EEG 2014, S. 31 ff./64/.

<sup>43</sup> Die Übergangsbestimmung gilt gemäß § 100 Abs. 1 Nr. 1 Einleitungssatz EEG auch für Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01. Januar 2012.

<sup>44</sup> Siehe dazu ausführlich die BDEW-Anwendungshilfe zu den Fördergrundlagen des EEG 2014, S. 33 ff. /64/.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- Für den nach dem 31. Dezember 2014 erzeugten Strom aus steuerbaren Energieträgern um 0,20 ct/kWh.

Die Berechnungsvorschrift ermittelt sich somit wie folgt:

Marktprämie [ct/kWh] = Anzulegender Wert [ct/kWh] + Erhöhung gemäß § 100 Abs. 1 Nr. 8 EEG [ct/kWh] – Monatsmarktwert [ct/kWh]

Wird bei Biogasanlagen nach § 101 Abs. 1 EEG 2014 die Höchstbemessungsleistung überschritten, wird der anzulegende Wert für die entsprechende Energiemenge oberhalb der Höchstbemessungsleistungsgrenze auf den Monatsmarktwert gesetzt. Das führt bei der Direktvermarktung unter Inanspruchnahme der Marktprämie dazu, dass die direktvermarktete Energiemenge oberhalb der Höchstbemessungsleistungsgrenze lediglich mit der Erhöhung gemäß § 100 Abs. 1 Nr. 8 EEG („Managementprämie“) vergütet wird.

- (5) Die energieträgerspezifischen Monatsmarktwerte werden monatlich von den ÜNB gemeinsam nach Maßgabe der Anlage 1 zum EEG ermittelt und im Internet unter [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de) bis spätestens zum 10. Kalendertag des Folgemonats veröffentlicht. Die Bestimmung des energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes wird unterschieden zwischen den steuerbaren Energieträgern Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie und den fluktuierenden Energieträgern Windenergie (an Land und auf See) und Photovoltaik. Die Berechnung der Monatsmarktwerte für Wind und Photovoltaik basieren auf der Online-Hochrechnung.
- (6) Der anzulegende Wert nach § 23 Abs. 1 Satz 2 EEG verringert sich auf den Wert null, wenn der Wert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist (vgl. § 24 EEG). Dies gilt nicht für
- Anlagen, die vor dem 01. Januar 2016 in Betrieb genommen worden sind,
  - Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 3 MW oder sonstige Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 500 kW,
  - Demonstrationsprojekte.

Verringerungen des Anspruchs auf finanzielle Förderung aufgrund von § 23 Abs. 4 EEG (negative Preise, Sanktionen, Degressionen) sind bei Bestandsanlagen nur insoweit anzuwen-

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

den, wie die Übergangsbestimmungen in § 100 Abs. 1 EEG nicht eine veränderte Anwendung vorsehen oder eine Anwendung direkt durch die betreffende Regelung ausgeschlossen wird.

### 7.1.2 Flexibilitätsprämie

(1) Betreiber von Bestands-Biogasanlagen haben für die im Rahmen der Direktvermarktung eingespeiste Strommenge Anspruch auf eine Flexibilitätsprämie, soweit diese eine zusätzliche Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung bereitstellen und die folgenden Voraussetzungen erfüllen (§ 52 Abs. 1 i. V. m. § 54 EEG und Anlage 3 EEG):

1. Der von der Anlage produzierte und in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeiste Strom wird direkt nach den Veräußerungsformen nach § 20 Abs. 1 Nr. 1 oder 2 EEG vermarktet, d. h. nur zur Erlangung der Marktprämie oder als sonstige Direktvermarktung,
2. ein Förderanspruch besteht nach § 19 EEG in Verbindung mit § 100 Abs. 1 EEG, der nicht nach § 25 EEG in Verbindung mit § 100 Abs. 1 EEG verringert ist,<sup>45</sup>
3. die Bemessungsleistung der Anlage beträgt mindestens das 0,2-fache der installierten Leistung der Anlage,
4. der Anlagenbetreiber hat die zur Registrierung der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie erforderlichen Angaben nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach § 93 EEG übermittelt und
5. ein Umweltgutachter – zugelassen für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien – hat die technische Eignung der Anlage für den zum

---

<sup>45</sup> Der Anspruch auf Flexibilitätsprämie besteht nach Anlage 3 I.1a EEG aber auch, wenn der Anspruch auf eine Einspeisevergütung dem Grunde nach nicht besteht, weil die Anlage ohnehin zur Direktvermarktung verpflichtet wäre oder wegen Verstoßes gegen die Wärme- und Gülle-Nutzungspflicht keinen Anspruch auf Einspeisevergütung hätte.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

Anspruch auf die Flexibilitätsprämie erforderlichen bedarfsorientierten Betrieb bescheinigt.

- (2) Die Anlagenbetreiber sind verpflichtet, dem Anschlussnetzbetreiber 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 (Folgefologemonat). Da sich die Regelung zur Flexibilitätsprämie in diesem Aspekt im Vergleich zum EEG 2012 nicht geändert hat, kann zur Frage, ob eine Unterbrechung der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie zum dauerhaften Verlust der Prämie führt, auf die Energie-Info „Fragen und Antworten zum EEG 2012 – Ausgabe Direktvermarktung“ vom 07. November 2012 /57/ (S. 62 f.) verwiesen werden.
- (3) Die Flexibilitätsprämie ist nicht an die Auszahlung einer Marktprämie gekoppelt und wird auch dann gewährt, wenn der Strom zwar nach § 20 Abs. 1 Nr. 1 EEG vermarktet wird, jedoch gemäß § 35 EEG kein Anspruch auf Zahlung einer Marktprämie besteht.<sup>46</sup>
- (4) Der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie entfällt für zusätzlich installierte Leistung i. S. d. § 54 EEG unter folgenden Bedingungen nach Anlage 3 I. Nr. 5 EEG (Deckelung):
  1. Betrifft nur Biogasanlagen, deren Leistungserhöhung (i. S. d. § 54 EEG) nach dem 31.07.2014 an die Bundesnetzagentur nach § 93 EEG übermittelt worden ist.
  2. Der von der Bundesnetzagentur nach § 26 Abs. 2 Nr. 1b) EEG veröffentlichte aggregierte Zubau der installierten Leistung i. S. d. § 54 EEG übersteigt 1.350 MW.

Folglich entfällt der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie für ab dem 01.08.2014 durchgeführte Leistungserhöhungen, die ab dem ersten Kalendertag des Folgefologemonats, bezogen auf den Monat, in dem die Bundesnetzagentur die Überschreitung des genannten aggregierten Zubauwertes veröffentlicht an die Bundesnetzagentur übermittelt werden.

---

<sup>46</sup> Ein Förderanspruch muss grundsätzlich aber bestehen, vgl. Anlage 3 I.1a EEG.

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

Beispiel: Der veröffentlichte Wert von 1.350 MW wird im Juni überschritten, dann entfällt ab dem 01. August der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie für diejenigen Anlagen, für die erst ab diesem Zeitpunkt die zusätzlich installierte Leistung übermittelt wird. Der Anspruch entfällt dagegen nicht für Anlagen, deren Leistungserhöhung nach dem 31. Juli 2014, aber vor Beginn des maßgeblichen Zeitpunktes (s. o.) übermittelt wurde.<sup>47</sup> Der Anspruch auf Flexibilitätsprämie entfällt daher nicht nachträglich.

- (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 3 EEG berechnet: Bei unterjähriger Änderung der installierten Leistung der Anlage muss die Flexibilitätsprämie zeitanteilig ermittelt werden. Voraussetzung ist die Vorlage eines neuen Gutachtens eines Umweltgutachters über die technische Eignung zum bedarfsorientierten Betrieb beim Netzbetreiber. Der Anlagenbetreiber muss die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie frühestens drei Monate vor der geplanten Inanspruchnahme an das Anlagenregister der Bundesnetzagentur melden (§ 6 Abs. 3 Nr. 3 AnlRegV). Dies gilt auch dann, wenn zusammen mit der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie die installierte Leistung der Anlage erhöht wird. In diesem Falle gilt somit die sonst anzuwendende Frist von drei Wochen nicht.

(6) Flexibilitätsprämie FP [ct/kWh] = 
$$\frac{P_{\text{Zusatz}} * KK * 100 \frac{\text{ct}}{\text{€}}}{P_{\text{Bem}} * 8.760h}$$
 mit

- „Kapazitätskomponente“ KK = 130 €/kW
- „Korrekturfaktor“  $f_{\text{Kor}}$  = 1,6 für Biomethan; 1,1 sonstige Biogase
- „Zusatzleistung“  $P_{\text{Zusatz}} = P_{\text{inst}} - (f_{\text{Kor}} * P_{\text{Bem}})$

---

<sup>47</sup> Also vor dem ersten Tag des zweiten Kalendermonats nach Veröffentlichung eines Wertes über 1.350 MW.

- „Bemessungsleistung“  $P_{\text{Bem}} = \frac{\text{Jahresarbeitsmenge}}{\text{Summe der vollen Stunden des Jahres}}$  <sup>48</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.

Auch im Schaltjahr wird mit 8.760 h gerechnet.

- 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 ( $P_{\text{Zusatz}} = 0$ ).
- Ist der Wert von  $P_{\text{Zusatz}}$  größer als das 0,5-fache der installierten Leistung, so wird der Wert für  $P_{\text{Zusatz}}$  mit dem 0,5-fachen der installierten Leistung festgelegt.
- Rechnerisch kann sich ein negativer Wert für  $P_{\text{Zusatz}}$  und damit auch für die Flexibilitätsprämie ergeben. In diesem Fall ist die Flexibilitätsprämie auf null zu setzen.

### 7.1.3 Abschläge

- (1) Auf die zu erwartenden Zahlungen für Markt- bzw. Flexibilitätsprämie sind nach § 19 Abs. 2 EEG in angemessenem Umfang monatliche Abschläge jeweils zum 15. Kalendertag für den Vormonat zu leisten.<sup>49</sup> Eine Aufrechnung (Aufhebung einer Forderung durch eine Gegenforderung) der Markt- bzw. der Flexibilitätsprämie mit einer Forderung des Anschlussnetzbetreibers ist nur zulässig, soweit die Forderung des

---

<sup>48</sup> abzüglich der vollen Stunden vor der erstmaligen Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien durch die Anlage und nach endgültiger Stilllegung der Anlage (vgl. § 5 Nr. 4 EEG).

<sup>49</sup> Siehe zu Abschlagszahlungen ausführlich die BDEW-Anwendungshilfe zu den Fördergrundlagen des EEG 2014, S. 36 ff./64/. Das Urteil des BGH vom 19. November 2014 /30/, wonach der Fälligkeitstermin des 15. Kalendertags für Abschlagszahlungen auf die Einspeisevergütung nur für Anlagen mit Inbetriebnahme ab dem 01. Januar 2012 gilt, ist nicht auf Marktprämienzahlungen übertragbar. Auch für Bestandsanlagen ist daher der 15. Kalendertag als Fälligkeitstermin für die Abschlagszahlungen maßgeblich.

Anschlussnetzbetreibers unbestritten oder rechtskräftig festgestellt ist (vgl. § 33 EEG).

## **7.2 Datenaustausch zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber**

- (1) Um eine Berücksichtigung der Direktvermarktung im gesamten EEG-Prozess zu ermöglichen, benötigt der Anschlussnetzbetreiber für jede an sein Netz angeschlossene Anlage Informationen darüber, zu welchem Zeitpunkt sie sich in welcher Veräußerungsform befindet. Der Anlagenbetreiber bzw. der von ihm bevollmächtigte stromaufnehmende Lieferant (Direktvermarktungsunternehmer) meldet dem Anschlussnetzbetreiber unter Nutzung von Identifikationsdaten, die eine eindeutige Identifizierung der Anlage ermöglichen, gewünschte Veränderungen der Veräußerungsform. Für diese Meldungen sind bestimmte Formvorgaben zu beachten (vgl. nachstehende Absätze (3) ff.); sie müssen „in der Regel“ (ausgenommen ist der Wechsel in die Veräußerungsform nach § 20 Abs. 1 Nr. 4) vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats an den Netzbetreiber erfolgen (§ 21 Abs. 1 EEG). Zusätzlich zu den Identifikationsdaten sind u. a. folgende Angaben erforderlich:
- Beginn der Veränderung der Veräußerungsform (immer der erste Kalendertag eines Monats), z. B. Beginn der Direktvermarktung,
  - Veräußerungsform nach § 20 Abs. 1 EEG, in die gewechselt wird,
  - Prozentsatz, zu dem der erzeugte Strom bei anteiliger Direktvermarktung in der jeweiligen Veräußerungsform im Sinne des § 20 Abs. 1 EEG direkt vermarktet wird,
  - Name, Sitz und Marktpartner-ID<sup>50</sup> des stromaufnehmenden Lieferanten (Direktvermarktungsunternehmer),
  - Bilanzkreis (EIC) für direkt vermarkteten Strom zwecks Zuordnung des Zählpunktes inkl. Zuordnungsermächtigung vom Bilanzkreisverantwortlichen (BKV),

---

<sup>50</sup> ILN oder BDEW-Codenummer.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- bei Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie durch Bestandsanlagen nach § 54 EEG die Gasart (Biomethan oder sonstiges Biogas) sowie entweder die (voraussichtliche) Bemessungsleistung oder die nach Maßgabe der Anlage 3 zum EEG (voraussichtlich) zusätzlich bereitgestellte installierte Leistung für die bedarfsorientierte Erzeugung ( $P_{\text{Zusatz}}$ ).<sup>51</sup>
- (2) Eine Änderung des Prozentsatzes der jeweiligen Form der Direktvermarktung, der Bilanzkreise oder des Direktvermarktungsunternehmers, dem der Strom zugeordnet wird, ist ebenfalls vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats dem Netzbetreiber unter Angabe der entsprechenden Daten mitzuteilen:
- Beginn der Gültigkeit des veränderten Prozentsatzes der Direktvermarktung in der jeweiligen Veräußerungsform (immer der erste Kalendertag eines Monats),
  - neuer Prozentsatz für die jeweilige Veräußerungsform,
  - Marktpartner-ID des betreffenden Direktvermarktungsunternehmers,
  - betreffender Bilanzkreis (EIC),
  - Zählpunktbezeichnung.
- Auch bei diesen Meldungen ist sicherzustellen, dass eine eindeutige Identifizierung der Anlage möglich ist.
- (3) Die Bundesnetzagentur hat am 29. Januar 2015 auf Basis von § 21 Abs. 3 EEG die neue „Festlegung von Marktprozessen für Erzeugungsanlagen“ (Az. BK6-14-110) erlassen (MPES 2.0) /21/. Sie beschreibt an das EEG 2014 angepasste Geschäftsprozesse, die von allen betroffenen Marktteilnehmern verbindlich anzuwenden sind. Nach Ablauf eines Übergangszeitraums<sup>52</sup> gelten für die vorgenannten Wechselvorgänge ab dem 1. Oktober 2015 die angepassten elektronischen Geschäftsprozesse, die in der Anlage 1 zur MPES 2.0 definiert sind. Anlagenbetreiber haben weiterhin die

---

<sup>51</sup> Weitere und aktuellere Informationen unter <http://www.edi-energy.de/>.

<sup>52</sup> Für den Zeitraum vom 20. Februar 2015 bis zum 30. September 2015 legt die Festlegung Übergangsregelungen fest. Danach gelten die Vorgaben aus der vorherigen Festlegung vom 29. Oktober 2012 (Az. BK6-12-153, MPES 1.0) grundsätzlich fort, soweit sie mit den Regelungen des EEG 2014 vereinbar sind. Bestimmte Wechsel, die in der MPES 1.0 bislang nicht berücksichtigt wurden, sind über ein elektronisch abrufbares Formular (Anlage 2 zur MPES 2.0) abzuwickeln.



## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

Möglichkeit, bestimmte Vorgänge unabhängig von den elektronischen Prozessen einzuleiten:

- Ausschließlich der Anlagenbetreiber selbst kann aktiv den Wechsel in die im EEG 2014 neu definierte Veräußerungsform „Einspeisevergütung in Ausnahmefällen“ (§ 38 EEG) und aus dieser heraus in die Veräußerungsform „Einspeisevergütung nach § 37 EEG“ beim Anschlussnetzbetreiber anmelden. Dazu sendet er mit einer Frist von 5 Werktagen zum Monatsersten das ausgefüllte Formular <Anmeldung von Bilanzkreiswechseln/Erstzuordnung von Neuanlagen/Rückzuordnung von Anlagen> (vgl. Anlage 3 zur MPES 2.0) an die hierfür vom Anschlussnetzbetreiber vorgesehene E-Mail-Adresse bzw. verwendet das für diesen Zweck vom Anschlussnetzbetreiber bereitgestellte Online-Formular.<sup>53</sup> Der Anschlussnetzbetreiber hat die Meldungen innerhalb von 3 Werktagen an den Meldungsabsender zu bestätigen.
  - Auch einen Wechsel aus den Formen der Direktvermarktung in die gesetzliche Einspeisevergütung nach § 37 EEG kann der Anlagenbetreiber mit Hilfe des Formulars anmelden. Die Meldung muss in diesem Fall vor Beginn des vorangegangenen Kalendermonats beim Anschlussnetzbetreiber eingehen.
- (4) Der Wechsel des Direktvermarktungsunternehmers ohne Wechsel der Veräußerungsform kann „jederzeit“ erfolgen (§ 20 Abs. 3 Nr. 1 EEG). Diese Formulierung bezieht sich lediglich auf eine Abweichung von der Wechselmöglichkeit zum Monatsersten und bedeutet nicht einen unmittelbaren Wechsel ohne Bearbeitungszeit. In der MPES 2.0 ist vorgesehen, dass die Wechselmeldung mindestens 10 Werktage vor dem gewünschten, ggf. auch untermonatigen Anmeldedatum beim Anschlussnetzbetreiber eingehen muss (vgl. BNetzA-Festlegung MPES 2.0, Abschnitt 4.2.1, Tabelle „Fristen für den Lieferbeginn bei EEG-Erzeugungsanlagen“).
- (5) Bei Neuinbetriebnahme einer Anlage wird empfohlen, diese – sofern keine weiteren Informationen vorliegen - dem EEG-Bilanzkreis des Anschlussnetzbetreibers zuzu-

---

<sup>53</sup> Hinweis: Da es sich nicht um höchstpersönliche Vorgänge handelt, ist Stellvertretung nicht ausgeschlossen. Um eine geeignete Bearbeitung zu ermöglichen, muss der Stellvertreter die Vollmacht in jedem Fall mit der Anmeldung des Wechsels in verkürzter Frist offenlegen. Andernfalls erfolgt die Zurückweisung des Wechsels.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

ordnen. Je nach installierter Leistung und Inbetriebnahmezeitpunkt ist die Anlage entweder der Einspeisevergütung für kleine Anlagen (§ 37 EEG) oder bei Überschreitung der Leistung nach § 37 Abs. 2 EEG der Einspeisevergütung in Ausnahmefällen (§ 38 EEG) zuzuordnen.

Soll eine EEG-Anlage direkt ab dem Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme dem Bilanzkreis eines Lieferanten zum Zweck der Direktvermarktung nach § 20 Abs. 1 Nr. 1 oder 2 EEG zugeordnet werden, so ist im Rahmen des Netzanschlusses die Zuordnung des Zählpunktes der Anlage zu einem anderen als dem Bilanzkreis des Anschlussnetzbetreibers vor Inbetriebnahme dem Anschlussnetzbetreiber mitzuteilen. Hierzu ist das Excel-Formular nach Anlage 3 zur Festlegung MPES 2.0 und die vom Anschlussnetzbetreiber für die Übermittlung angegebene E-Mail-Adresse bzw. alternativ das vom Anschlussnetzbetreiber bereitgestellte Online-Formular zu verwenden. Die Zuordnung zu dem Bilanzkreis kann auch untermonatig zum Inbetriebnahmedatum, jedoch ausschließlich in die Zukunft, erfolgen. Im Anschluss an die Klärung informiert der Anschlussnetzbetreiber den bzw. die vom Anlagenbetreiber zur Aufnahme benannten Lieferanten im Rahmen der elektronischen Marktkommunikation über die Zuordnung. Für die Direktvermarktung ab Inbetriebnahme nach dem in dieser Ziffer beschriebenen manuellen Prozess sind die Form- und Fristvorgaben nach der Festlegung MPES 2.0 nicht zwingend; dies gilt insbesondere für die Angabe der Zählpunktbezeichnung und die Einhaltung der Wechselfrist.<sup>54</sup>

- (6) Jede Anlage bleibt bis zur Vorlage einer erneuten Wechselsmeldung in der bisherigen Veräußerungsform.
- (7) Vor der Umsetzung der gewünschten Wechsel prüft der Anschlussnetzbetreiber, ob die Voraussetzungen erfüllt sind bzw. ob aufgrund möglicher Fehler im Rahmen der Anmeldung der gewünschten Veräußerungsform die Anlage zwar in die Veräußerungsform geht, aber trotzdem die Rechtsfolgen nach § 25 Abs. 2 Nr. 2 EEG eintreten müssen (Verlust des Anspruchs auf die Marktprämie). Außerdem sind insbeson-

---

<sup>54</sup> Eine analoge Regelung gilt für den „Übergangszeitraum“ vom 20. Februar 2015 bis zum 30. September 2015. Für die Anmeldung von Neuanlagen in diesem Zeitraum ist das Formular nach Anlage 2 zur Festlegung MPES 2.0 zu verwenden.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

dere hinsichtlich der Wechselfehler die Ausführungen in der Festlegung der Bundesnetzagentur zu beachten.

- (8) Für den Zeitraum der Direktvermarktung entfällt für den Anlagenbetreiber die Pflicht, den eingespeisten Strom gemäß § 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG dem Anschlussnetzbetreiber zur Verfügung zu stellen. Bei anteiliger Direktvermarktung gilt dies nur in Höhe des Prozentsatzes des direktvermarkteten Stroms.
- (9) Übermitteln Anlagenbetreiber die Meldungen über den Wechsel zwischen den verschiedenen Veräußerungsformen nicht nach den Anforderungen des § 21 EEG, verringert sich der anzulegende Wert nach dem EEG 2014 auf den Monatsmarktwert (§ 25 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EEG). Die Marktprämie beträgt damit null, ein sich etwa ergebender negativer Wert wird mit null festgesetzt. Der anzulegende Wert ist bis zum Ablauf des Kalendermonats, der auf die Beendigung des Verstoßes folgt, auf null reduziert (§ 25 Abs. 2 Satz 2 EEG).
- (10) Mögliche Wechselfehler sind:
  - a. Verfristete Mitteilung (§ 21 Abs. 1 EEG),
  - b. Fehlende oder falsche Angaben hinsichtlich der Veräußerungsform, des anzugebenden Bilanzkreises oder der Prozentsätze bei anteiliger Direktvermarktung (§ 21 Abs. 2 Nr. 1 bis 3 EEG),
  - c. Keine Nutzung der durch die Bundesnetzagentur festgelegten Verfahren und Formate (§ 21 Abs. 3 EEG),
  - d. Eine untermonatige Anmeldung (§ 20 Abs. 1 EEG). Da § 25 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EEG aber nur auf die Maßgaben nach § 21 EEG abstellt, wird dieser Fall nicht über § 25 EEG sanktioniert. § 20 Abs. 1 EEG wird nur in Zusammenhang mit den Veräußerungsformen genannt.

Hinweis: Hinsichtlich der Wechselfehler, die über § 25 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 und Satz 2 EEG zu sanktionieren sind, ist jedoch anzumerken, dass die BNetzA-Festlegung MPES 2.0 vorsieht, dass verfristete Anmeldungen und auch andere fehlerhafte Anmeldungen automatisiert abgelehnt werden dürfen, wodurch die Sanktion des § 25 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EEG (Verringerung der Förderung bei Pflichtverstößen) faktisch leer läuft. Das Ziel, die Fristen einzuhalten, sei auch durch eine automatische Ablehnung gewährleistet. Die Ausgestaltung neuer Marktprozesse zur Umsetzung des

EEG 2014 ist für die Aspekte Anmeldefristen, notwendige inhaltliche Angaben und Nutzung von Verfahren und Formaten außer für den Wechsel in die „Einspeisevergütung in Ausnahmefällen“ nicht notwendig. Die Festlegung MPES 2.0 enthält diesbezüglich keine Neuerung gegenüber der Vorgängerregelung, obwohl die Sanktion deutlich abgemildert wurde.<sup>55</sup> Über die Marktprozesse ist daher, soweit vorgesehen, ein fehlerhafter Wechsel abzulehnen, nicht auszuführen und zu sanktionieren.

- (11) Diese Meldepflichten können nach dem allgemeinen Zivilrecht von den Anlagenbetreibern auch auf zwischengeschaltete Direktvermarkter übertragen werden.

### **7.3 Datenaustausch zwischen stromaufnehmendem Lieferant/BKV und Anschlussnetzbetreiber**

Die von der Bundesnetzagentur in der Festlegung MPES 2.0 erlassenen Regelungen (vgl. Abschnitt 7.2) sind auch mit Blick auf den Datenaustausch zwischen stromaufnehmendem Lieferanten (BKV) und Anschlussnetzbetreiber zu beachten. Die an das EEG 2014 angepassten Geschäftsprozesse, die in der Anlage 1 zur MPES 2.0 definiert sind, sind ab dem 01. Oktober 2015 verbindlich anzuwenden. Für den Zeitraum vom 20. Februar 2015 bis zum 30. September 2015 wurden Übergangsregelungen definiert, nach denen die Vorgaben aus der vorherigen Festlegung MPES 1.0 grundsätzlich fortgelten, soweit sie mit den Regelungen des EEG 2014 vereinbar sind.

Bei Nutzung der geförderten Direktvermarktung nach § 20 Abs. 1 Nr. 1 EEG („Marktprämienmodell“) hat der BKV für die geforderte gesonderte Bilanzierung der Strommengen separate Bilanzkreise beim BDEW ([http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_EIC-Antragsformular](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_EIC-Antragsformular)) zu beantragen. Bei der Namensgebung sollte beim Marktprämienmodell folgende Namenskonvention verwendet werden: 11XMPM[...].

---

<sup>55</sup> Die Sanktionen wurden vom Verlust der finanziellen Förderung von drei Monaten auf einen Monat abgemildert (§ 25 Abs. 2 Satz 2 EEG im Vergleich zu § 33d Abs. 5 EEG 2012).

## 7.4 Datenaustausch zwischen avNB und rÜNB

- (1) Der avNB übermittelt auf Basis des § 72 Abs.1 EEG eine monatliche Zuordnung der direkt vermarkteten Anlagen zu den verschiedenen Direktvermarktungstypen in Prozent 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 § 20 Abs. 2 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. inkl. der evtl. zusätzlich installierter Leistung
  - Anteil der geförderten DV nach § 20 Abs. 1 Nr. 1 EEG (Marktprämie)
  - Anteil sonstigen DV nach 20 Abs. 1 Nr. 2 EEG
  - Bilanzkreis (EIC) für die direkt vermarkteten Strommengen
  - Erfüllung der Anforderungen an die Fernsteuerbarkeit der Anlage nach § 35 Satz 1 Nr. 2 i. V. m. § 36 EEG
  - Inanspruchnahme des Flexibilitätszuschlags für neue Anlagen
  - Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie für bestehende Anlagen entweder unter Angabe der Gasart (Biomethan oder sonstiges Biogas) sowie der (voraussichtlichen) Bemessungsleistung oder unter Angabe der nach Maßgaben der Anlage 3 EEG (voraussichtlich) zusätzlich bereitgestellten installierten Leistung für die bedarfsorientierte Erzeugung ( $P_{\text{Zusatz}}$ )
- (3) Die Bundesnetzagentur hat für den Datenaustausch zwischen avNB und rÜNB in der Festlegung „Marktprozesse für Einspeisestellen (Strom)“, Tenorziffer 4 folgendes definiert:

*„Die Netzbetreiber haben ab dem 01. April 2015 alle Meldungen über die im Folge-  
monat in der Direktvermarktung befindlichen EEG-Anlagen jeweils bis spätestens*

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

*zum Ablauf des 9. WT eines Monats sowie zusätzlich zum Ablauf des 4. letzten WT eines Monats gegenüber dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) abzugeben. Inhalte, Struktur und Format der Meldung gibt der jeweilige ÜNB vor.“*

- (4) Abweichend hiervon sind die für die Einspeisevergütung in Ausnahmefällen von den Anlagenbetreibern bis zum fünftletzten Werktag des Vormonats an den avNB übermittelte Mitteilungen zum Wechsel in die Ausnahmevermarktung bzw. aus dieser Veräußerungsform heraus durch den avNB bis zum viertletzten Werktag des Vormonats an den rÜNB weiterzugeben (BNetzA- Festlegung MPES 2.0). Ergänzend zu den o. g. im Rahmen der regulären Direktvermarktungsmeldungen zu übermittelnden Daten ist auch die Dauer, seit der die betreffende Anlage diese Veräußerungsform bereits nutzt, der Energieträger sowie die installierte Leistung mit anzugeben (§ 72 Abs. 1 Nr. 1 lit. c EEG). 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 erforderlich (BNetzA-Festlegung MPES 2.0).
- (5) Zur Vergütung der Marktprämie durch den avNB ist die Kenntnis des energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes erforderlich. Zu diesem Zweck veröffentlichen die ÜNB diesen Wert auf der gemeinsamen Internetseite (<http://www.netztransparenz.de/>) bis zum 10. Werktag des Folgemonats (Anlage 1 EEG Nr. 3.2). Der Monatsmarktwert berechnet sich wie folgt:
- Bei Wind (ab 01. Januar 2013 getrennt nach Windenergie an Land und Windenergie auf See) und Photovoltaik:
    - jeweils mengengewichteter Mittelwert EPEX Spot

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- Bestimmung durch die ÜNB basierend auf Online-Hochrechnungswerten
  - Bei übrigen (steuerbaren) Energieträgern:
    - Monatsmittelwert EPEX-Spot
- (6) Vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber sind im Rahmen des Belastungsausgleichs zur Vergütung der nach § 19 oder § 52 EEG an Anlagenbetreiber geleisteten finanziellen Förderungen verpflichtet (§ 57 Abs. 1 EEG).

## 8 Ausgleichsmechanismus und Jahresabrechnung

Die nachfolgende Abbildung gibt den grundsätzlichen EEG-Ausgleichsprozess schematisch wieder.

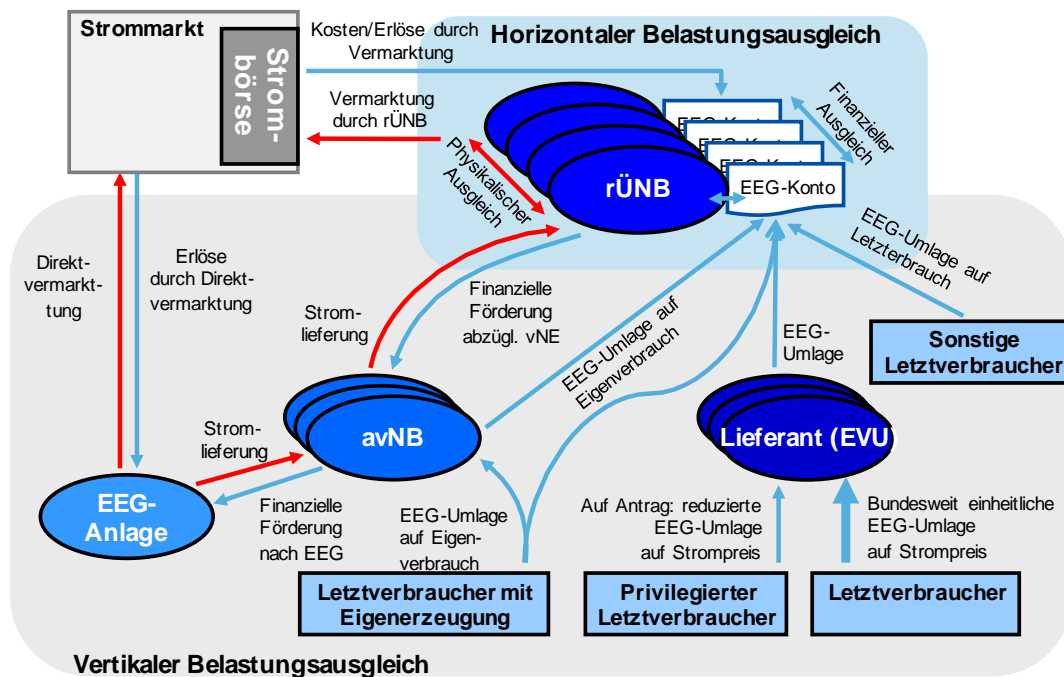


Abbildung 3: EEG-Ausgleichsmechanismus ab August 2014 (ohne vergüteten Solarstrom-Eigenverbrauch nach EEG 2009)

### 8.1 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 Förderung in Form der Einspeisungsvergütung oder der Marktprämie (§§ 11, 19 EEG).
  2. Die unverzügliche Lieferung der durch den avNB aufgenommenen und nicht direkt vermarkteten Strommengen von diesem an den rüNB gegen Vergütung derselben (§§ 56, 57 EEG).



Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- (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.

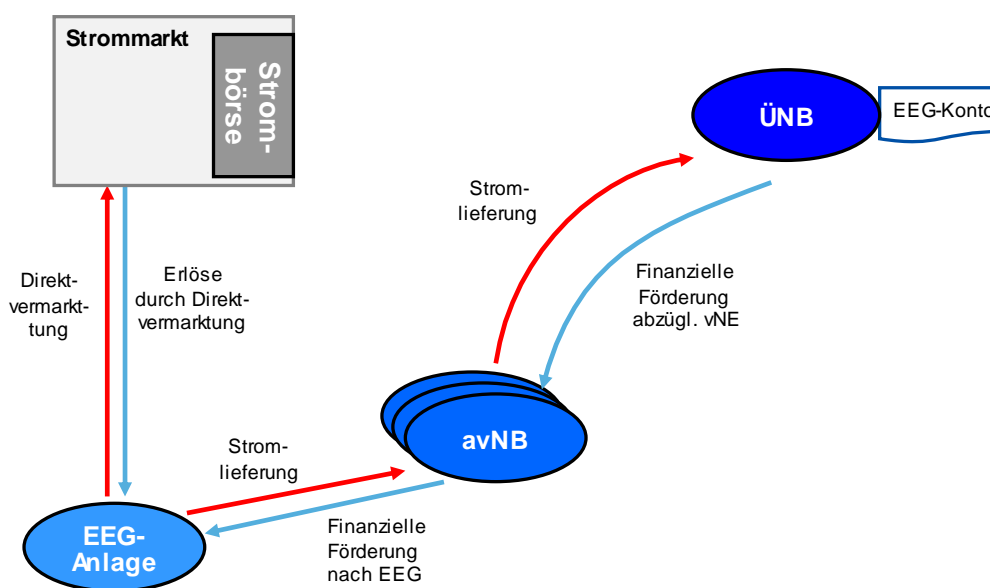


Abbildung 4: Vertikale Wälzung zwischen Anlagenbetreiber, avNB und dem rÜNB (ohne vergüteten Solarstrom-Eigenverbrauch nach EEG 2009)

### 8.1.1 Aufnahme der EEG-Einspeisung durch den avNB

- (1) Die Aufnahme der Strommengen durch den avNB erfolgt im Falle der Einspeisevergütung durch Zuordnung der Zählpunkte und Energiemengen zu einem in den folgenden Punkten beschriebenen Bilanzkreis. Dieser Bilanzkreis ist dem Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der EEG-Abwicklung (nicht dem ÜNB in der Rolle Bilanzkoordinator (BIKO) rechtzeitig im Vorfeld mitzuteilen.
- (2) Netzbetreiber mit mehr als 100.000 Kunden haben hierzu gemäß § 11 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 sichergestellt werden.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

Dies gilt insbesondere dann, wenn im entsprechenden Bilanzierungsgebiet neben denen nach dem EEG vergüteten Einspeisungen auch noch Einspeisungen aus der sonstigen Direktvermarktung nach § 20 Abs. 1 Nr. 2 EEG oder nicht förderfähige EEG-Einspeisungen erfolgen und diese im Rahmen der Umsetzung der Herkunftsnachweisverordnung – HkNV /22/ mit den EEG-Zeitreihentypen bilanziert werden.

- (4) In der Anlage zum Beschluss BK6-07-002 /15/ 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 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 BIKO abzurechnenden Hauptbilanzkreis oder auch als Unterbilanzkreis<sup>56</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.

---

<sup>56</sup> In der Regelzone von TransnetBW wird ein Bilanzkonto geführt.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- (7) Die Zuordnung der Einspeisungen der EEG-Anlagen zu dem aufnehmenden BK erfolgt durch den avNB energieartenscharf und sortenrein<sup>57</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)“ /16/ veröffentlicht wurden (vgl. Anhang 1 sowie Abbildung 6). Unterschieden werden
1. EEG-Strommengen aus EEG-Anlagen mit registrierender ¼-h-Lastgangzählung
  2. EEG-Strommengen aus Erzeugungsanlagen ohne ¼-h-Lastgangzählung
    - mittels eines synthetischen Einspeiseprofiles (SEP – außer für PV) oder
    - mittels eines tagesparameterabhängigen (TEP) Einspeiseprofiles.
- Ein SEP ist durch den avNB entsprechend branchenüblicher Verfahren 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) Die grundsätzlichen 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 /19/, die im Internet einsehbar sind.
- (10) Folgende Anforderungen sind bei der Bildung der PV-Summeneinspeisepprofile zu beachten:
1. Grundsätzlich sind nach Vorgabe der BNetzA Referenzmessverfahren anzuwenden. Bandprofile und SEP sind nicht zulässig.
  2. PV-Eigenverbrauch ist in den Zeitreihen geeignet abzubilden. Das hierbei verwendete Verfahren ist dem vorgelagerten rÜNB im Voraus mitzuteilen, damit die eigenverbrauchten Mengen bei der Vermarktung des EEG-Stroms korrekt berücksichtigt werden können. Grundsätzlich gibt es viele verschiedene Berücksichtigungsvarianten des PV-Eigenverbrauchs, die sich in ihrer Komplexität und Ge-

---

<sup>57</sup> Dabei werden drei Sorten von Einspeisezeitreihen angewendet:

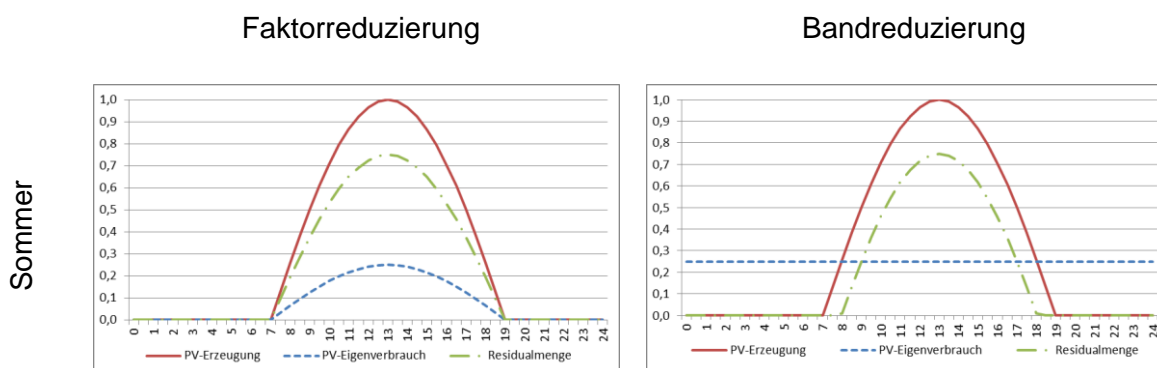
a) Lastgangzählung, b) Standardeinspeisepprofile, c) tagesparameterabhängige Einspeisepprofile.

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

naugigkeit stark unterscheiden. Diskutiert werden u. a. folgende Verfahren: Rein messtechnische Umsetzung, Berücksichtigung über eine geeignete Auswahl von Referenzanlagen mit typischen Verhältnis von Last zu Erzeugung, Erzeugung synthetische PV-Eigenverbrauch-Profile durch Kombination von Last- und Erzeugungsprofilen, Faktorreduzierung und Bandreduzierung. Nachfolgend sind die in der Praxis am einfachsten und schnellsten umzusetzenden Varianten beschrieben:

- a. Faktorreduzierung: Jeder ¼-h-Wert der Ergebniszeitreihen wird um einen festen Prozentsatz reduziert. Der Prozentsatz des Eigenverbrauchs im Vergleich zur 100 Prozent Erzeugung wird auf Basis historischer Daten (Jahresabrechnungsdaten) je Anlage oder Anlagenverbund berechnet. Bei Neuanlagen ist ein Erfahrungswert anzunehmen.
- b. Bandreduzierung: Aus den historischen Daten wird ein Jahresband für die Anlage bzw. Anlagenverbund berechnet. Dieses Band wird von jedem ¼-h-Wert der PV-Zeitreihe abgezogen, wobei negative Ergebnisse zu Null gesetzt werden. Im Gegensatz zum Verfahren der Faktorreduzierung kommt die Bandreduzierung näher an die realen Gegebenheiten, da bei geringen Erzeugungswerten korrekterweise der komplette Strom der Anlage eigenverbraucht wird. Bei Neuanlagen ist ein Erfahrungswert anzunehmen.

Die nach Nr. 1 und 2 ermittelten Profile werden als TEP verwendet.



## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

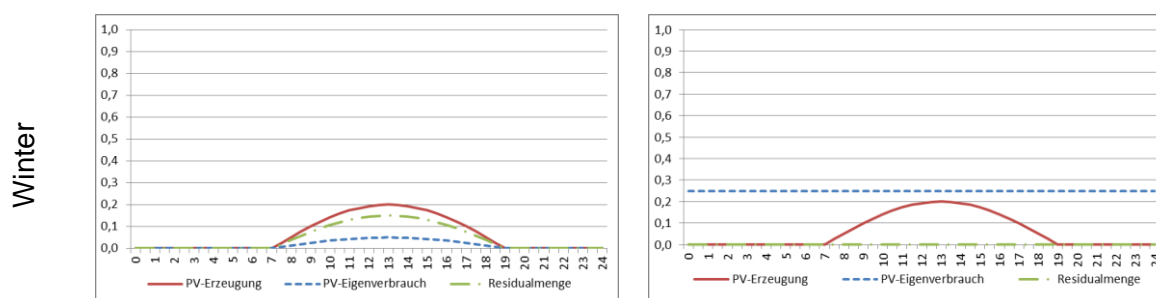


Abbildung 5: Verfahren zur Berücksichtigung von PV-Eigenverbrauch

- (11) Für den dem Netzbetreiber im Rahmen der Förderform nach § 20 Abs. 1 Nr. 3 und 4 EEG zur Verfügung gestellten Strom erhält der Anlagenbetreiber eine entsprechende Einspeisevergütung nach § 37 oder § 38 EEG. Für den Strom in der geförderten Direktvermarktung erhält der Anlagenbetreiber eine Marktprämie nach § 34 EEG, unter der Bedingung, dass er dem Netzbetreiber das Recht überlässt, diesen Strom nach § 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG als „Strom aus erneuerbaren Energien, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ zu kennzeichnen.
- (12) Zahlt ein rÜNB dem avNB eine höhere als im Gesetz vorgesehene finanzielle Förderung, muss er gem. § 57 Abs. 5 EEG den Mehrbetrag zurückfordern. Der Rückforderungsanspruch verjährt mit Ablauf des 31. Dezember des zweiten auf die Einspeisung folgenden Kalenderjahres. Ausgenommen hiervon sind Zahlungspflichten, die aus einer vertraglichen Vereinbarung zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Netzbetreiber resultieren. Für die Rückforderungsansprüche ist eine Aufrechnung mit den Ansprüchen des Anlagenbetreibers nach § 33 Abs. 1 EEG nicht zulässig.

### 8.1.2 Lieferung der vom avNB aufgenommenen EEG-Strommengen an den rÜNB

- (1) Nach § 56 EEG muss der avNB unverzüglich an den vorgelagerten rÜNB weitergeben:
- a. den nach § 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG vergüteten Strom und

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- b. für den gesamten nach § 19 Abs. 1 EEG finanziell geförderten Strom das Recht, diesen Strom als „Strom aus erneuerbaren Energien, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ zu kennzeichnen.
- (2) Die Lieferung der vom avNB aufgenommenen und vergüteten EEG-Mengen an den rÜNB erfolgt entsprechend der MaBiS /15/ in der Fassung der Mitteilung Nr. 8 vom 04. Juni 2013 /17/ 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 6).
- (3) Es erfolgt die Überführung der EEG-Energiemengen durch „Überführungszeitreihen“, die in dem zum Austausch von Bilanzierungsergebnissen zwischen avNB und rÜNB zu verwendenden Format ausgeprägt sind (vgl. Mitteilung Nr. 8 der BNetzA zu „MaBiS“ /17/).
- (4) Diese werden entsprechend den Vorgaben des ÜNB je Regelzone gemäß Mitteilung Nr. 8 der BNetzA zu „MaBiS“ /17/ energieartenscharf und sortenrein (21 Zeitreihen, vgl. Anhang 1.1) ausgeprägt.
- (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:

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

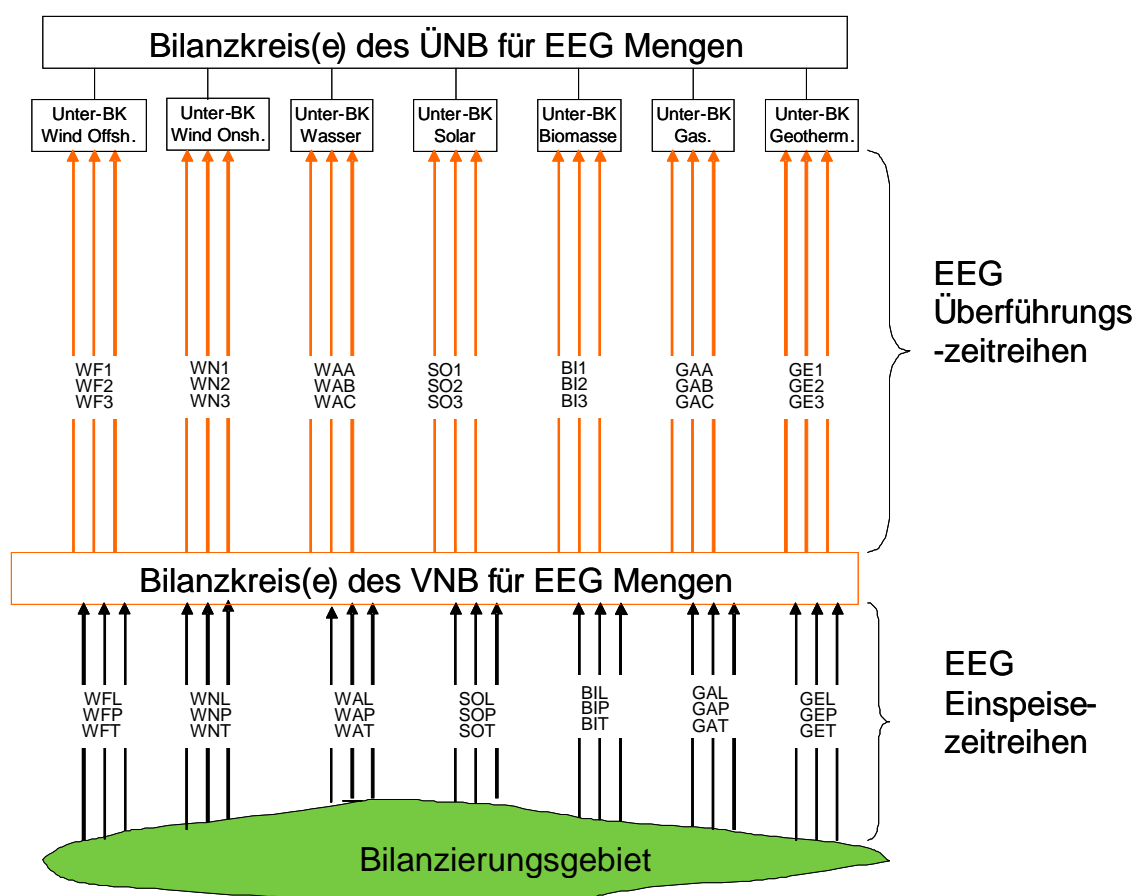


Abbildung 6: 21 Überführungszeitreihen, Ausprägung energieartenscharf und sortenrein (Hinweis: Zeitreihen SOT und SO2 dürfen nicht mehr genutzt werden.)

- (6) Die Bildung der Überführungszeitreihen erfolgt durch den rÜNB anhand der an ihn übermittelten und plausibilisierten Einspeisezeitreihen des aufnehmenden Bilanzkreises bilanzierungsgebiets-scharf. Da sich aus den Einspeisezeitreihen 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 bilanzierungsgebiets-scharf mitgeteilt werden (elektronische Datenmeldung bzw. 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 zwi-

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- schen avNB und rÜNB etabliert und dient der beschleunigten Bearbeitung der von den avNB übermittelten Daten.
- (8) Je Kalendermonat ist die Abrechnung der vom avNB an den rÜNB erfolgten Stromlieferungen möglich. Dies erfolgt bis zum 15. Werktag folgendermaßen:
1. Der rÜNB prüft die ihm vorliegenden Einspeisezeitreihen.
  2. Der rÜNB prüft die erhaltenen Lieferscheine je Bilanzierungsgebiet gegen die EEG-Einspeisezeitreihen.
  3. Bei Plausibilität der EEG Zeitreihe und des Lieferscheins begleicht der ÜNB die durch den avNB gelegte Rechnung bzw. erstellt eine Gutschrift an den avNB.
- (9) Der rÜNB fixiert auf Basis der vorliegenden Einspeisezeitreihen und Prüfmitteilungen mit Datenstand 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) Nach dem Zeitpunkt der Fixierung der Überführungszeitreihen ggf. noch auftretende Veränderungen der Einspeisezeitreihen laut Mitteilung Nr. 8 zu MaBiS /17/ (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.
- (12) 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.



### 8.1.3 Vergütung an den avNB durch den rÜNB

- (1) Gemäß § 57 Abs. 1 EEG erstattet der rÜNB dem avNB die nach § 19 EEG oder § 52 EEG geleisteten Förderzahlungen. Die Erstattung erfolgt hierbei nach Maßgabe der §§ 19 bis 55 EEG. Die Höhe der durch den rÜNB an den avNB für die gemäß Abschnitt 8.1.2 gelieferten Strommengen zu leistenden Förderzahlungen sowie der nach § 20 Abs. 1 Nr. 1, 3 und 4 veräußerten Strommengen lässt sich durch die Zuordnung der Strommengen zu den einzelnen EEG-Vergütungskategorien entsprechend den Abschnitten 4 bis 6.9 errechnen.
- (2) Die vermiedenen Netzentgelte durch die dezentrale EEG-Einspeisung der Anlagen, die nicht an Anlagenbetreiber ausgezahlt wurden, sind hingegen gemäß § 57 Abs. 3 EEG vom avNB an den rÜNB gutschreiben. Deren Berechnung erfolgt 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 Einspeisespannungsebene jeweils vorgelagerten Netz- oder Umspannebene (nicht die des vorgelagerten Netzbetreibers) zu verwenden. Eine detaillierte Anleitung zur Berechnung der vermiedenen Netzentgelte enthält der Leitfaden /72/. Zur Berücksichtigung der vermiedenen Netzentgelte im Falle der Direktvermarktung siehe Kapitel 7. Das Beiblatt zum Leitfaden /73/ zur Berechnung der vermiedenen Netzentgelte im Falle der Direktvermarktung ist gegebenenfalls zu berücksichtigen.
- (3) Ferner werden gemäß § 57 Abs. 2 EEG 50 Prozent der Kosten der Nachrüstung von PV-Anlagen gemäß den Vorgaben der Systemstabilitätsverordnung (SysStabV) von dem rÜNB an den avNB erstattet (vgl. Abschnitt 6.1.2). Die Kostenwälzung für die Nachrüstung von Photovoltaikanlagen gemäß der Systemstabilitätsverordnung sowie der Report gegenüber dem rÜNB wird im entsprechenden Prozessleitfaden für Netzbetreiber /74/ beschrieben.
- (4) Zahlt ein rÜNB dem avNB eine höhere als im Gesetz vorgesehene finanzielle Förderung, muss er den Mehrbetrag zurückfordern. Der Rückforderungsanspruch verjährt mit Ablauf des 31. Dezember des zweiten auf die Einspeisung folgenden Kalenderjahres.

## 8.2 Horizontaler Ausgleich zwischen den ÜNB

- (1) Auf Basis der Prognosewerte der voll umlagepflichtigen sowie der privilegierten und eigenerzeugten Letztverbräuche 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. Unverzögerlicher Ausgleich

Wind: Die über ein Hochrechnungssystem oder direkte Messwertaufschaltung ermittelte aktuelle Windeinspeisung in der Regelzone eines jeden ÜNB wird anhand des Verteilungsschlüssels 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 der Regelzone eines jeden ÜNB wird auf Basis einer Kurzfristprognose für die nächste Viertelstunde extrapoliert und anhand des Verteilungsschlüssels 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

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

den ÜNB vereinbart, so dass im Ergebnis jeder ÜNB einen energetischen und finanziellen Anteil nach dem Verteilungsschlüssel erhält.

3. Finanzieller Belastungsausgleich

Die rÜNB 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 zehnten Werktag des Folgemonats im Internet veröffentlicht (§ 3 Abs. 2 AusglMechAV). Ferner gleichen die rÜNB untereinander ebenfalls die unterschiedlichen Belastungen aus den Zahlungen der Marktprämie sowie aus der Erstattung der vermiedenen Netzentgelte untereinander aus.

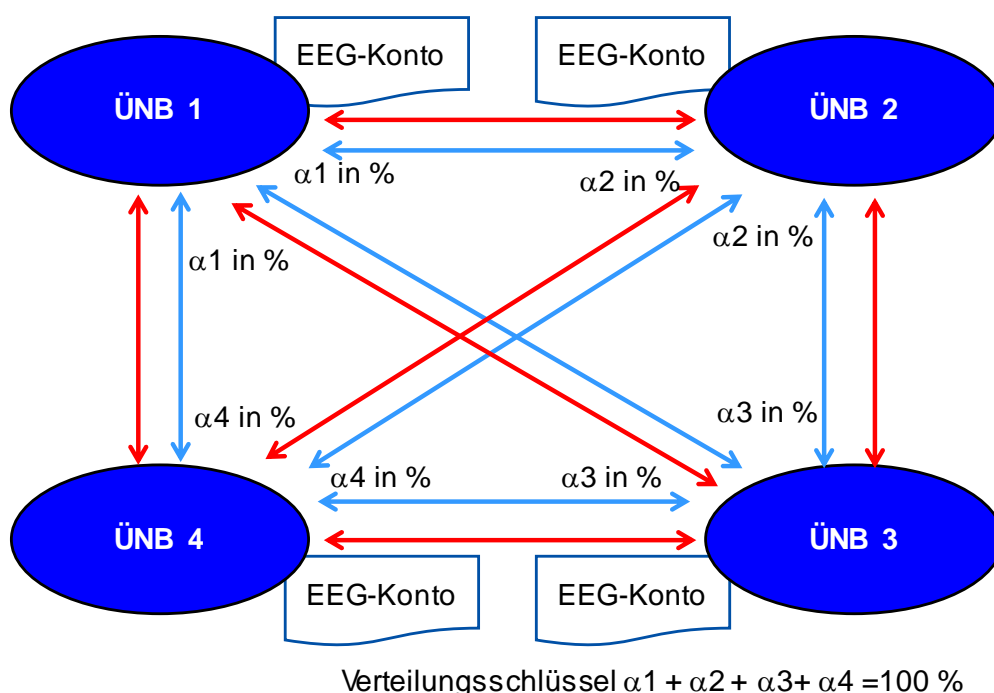


Abbildung 7: Horizontaler Belastungsausgleich zwischen den ÜNB

### 8.3 Vermarktung des EEG-Stroms

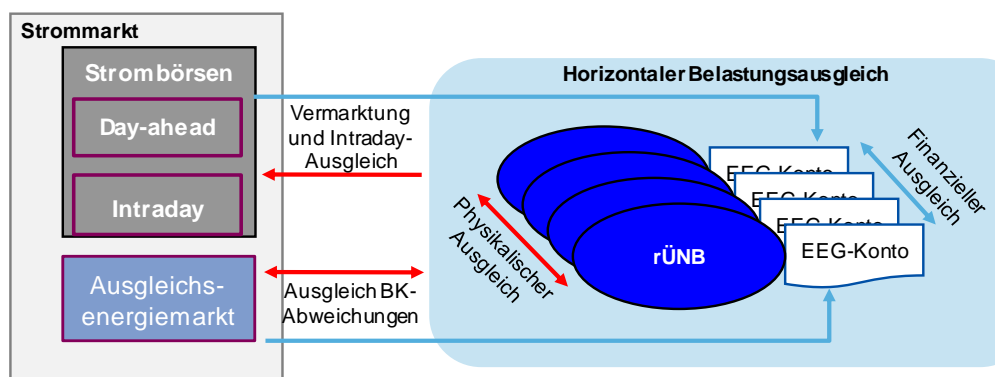


Abbildung 8: Vermarktung des EEG-Stroms durch ÜNB

- (1) Die Vorschriften zur Vermarktung des EEG-Stroms durch die Übertragungsnetzbetreiber sind in § 59 EEG, § 2 AusglMechV sowie in §§ 1 und 8 AusglMechAV 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 über eine marktgekoppelte Auktion mit stündlichen Handelsprodukten 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 nach bestimmten Vorschriften (beschrieben in § 8 AusglMechAV, vgl. auch Abschnitt 9.4.4.1) den aufgenommenen EEG-Strom über preisabhängige Gebote vermarkten. Die dabei nicht day-ahead vermarkteten Mengen müssen intraday von den ÜNB vermarktet bzw. ausgeglichen werden.
- (3) Abweichungen zwischen der gemäß jeweils aktueller Prognose vorhergesagten viertelstündlichen Einspeisung und der über stündliche Handelsprodukte vermarkteten bzw. zu vermarktender Einspeisung können bereits am Vortag am Spotmarkt einer Strombörse mit viertelstündlichen Handelsprodukten ausgeglichen werden. Gebote können hierbei auch preislimitiert eingestellt werden.

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- (4) Weitere Abweichungen zwischen den bereits vermarkteten Mengen und den laufend aktualisierten untertägigen Einspeiseprognosen werden durch Zu- oder Verkäufe im kontinuierlichen Handel am Intra-Day-Markt einer Strombörse ausgeglichen. Verbleibende Abweichungen führen zur Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie und werden im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung finanziell bewertet.

## 8.4 Erhebung der EEG-Umlage

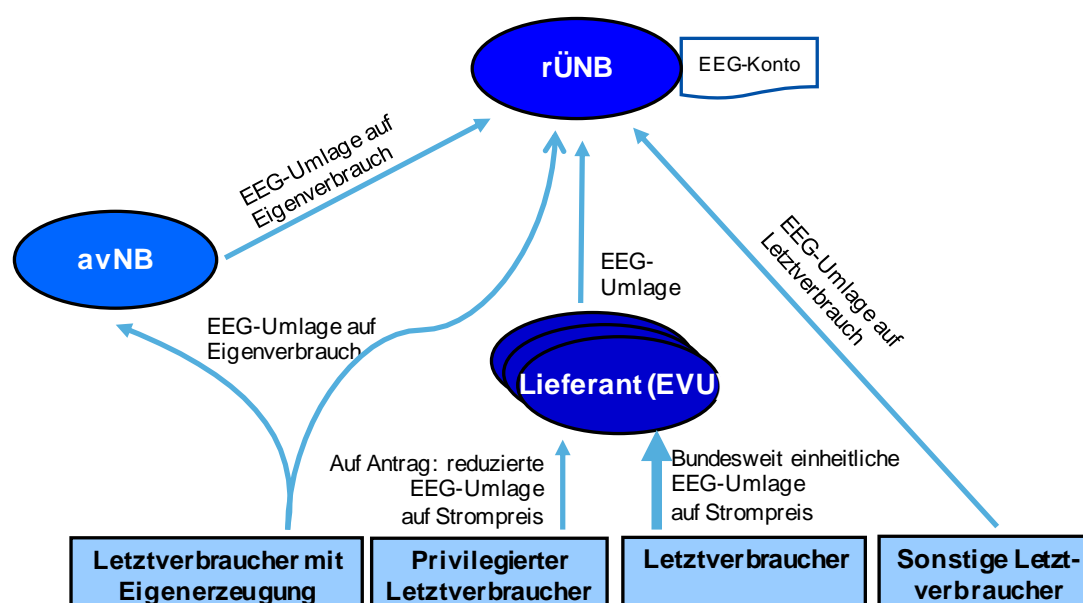


Abbildung 9: Erhebung der EEG-Umlage

- (1) Die nicht über die in der AusglMechV genannten Erlöse, v. a. die Vermarktungserlöse, gedeckten Kosten der Umsetzung des EEG sowie Zinserlöse werden nach §§ 60 und 61 EEG über eine Umlage erhoben.<sup>58</sup> Die Höhe der Umlage wird von den ÜNB gemäß den Vorgaben des EEG, der AusglMechV und AusglMechAV sowie in Ab-

<sup>58</sup> Diese Umlage ist in der Regel umsatzsteuerfrei. Liefert das EVU an einen Endkunden, unterliegt die EEG-Umlage allerdings der Umsatzsteuer. Zur umsatzsteuerrechtlichen Behandlung von EEG-Sachverhalten, insbesondere bei Eigenversorgung wird derzeit eine BDEW-Anwendungshilfe erarbeitet.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

stimmung mit der Bundesnetzagentur auf der Basis von prognostizierten Kosten und Erlösen für das Folgejahr ermittelt und bis zum 15. Oktober jedes Jahres unter <http://www.netztransparenz.de> veröffentlicht (vgl. Abschnitt 9.4.3.1). Mehr- oder Mindereinnahmen aus Vorjahren und dem laufenden Jahr werden dabei berücksichtigt. Die Festlegung der Umlage erfolgt für ein Kalenderjahr.

- (2) Für eine ausführliche Darstellung der EEG-Umlagepflicht im Rahmen von §§ 60 und 61 EEG 2014 wird auf die BDEW-Anwendungshilfe zur EEG-Umlage nach dem EEG 2014 verwiesen. Die Clearingstelle EEG hat zu verschiedenen Fragen der Eigenversorgung, u. a. zur messtechnischen Abbildung, die Empfehlung 2014/31 /46/ veröffentlicht. Zudem hat die Bundesnetzagentur für das zweite Halbjahr 2015 einen Leitfaden zur Eigenversorgung angekündigt.
- (3) Jedes Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU), 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>59</sup> Die unterjährigen Abschlagszahlungen basieren auf monatlichen bilanzkreisscharfen Prognosemeldungen der Lieferanten an den rÜNB. Es wird widerleglich vermutet, dass Energiemengen, die aus einem beim ÜNB geführten Bilanzkreis an physikalische Entnahmestellen abgegeben werden und für die keine bilanzkreisscharfe Meldung eines EVU nach § 74 vorliegt, von dem Inhaber des Bilanzkreises an Letztverbraucher geliefert wurden (§ 60 Abs. 1 Satz 2 EEG).
- (4) 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 §§ 63-69 sowie 103 EEG („Härtefallkunden“) reduziert sich die EEG-Umlage für den Strom, der von dem Letztverbraucher selbst verbraucht wird (§§ 64 und 65 EEG). Voraussetzung für die Inanspruchnahme der Privilegierung ist ein Bescheid des BAFA.

---

<sup>59</sup> Dies wurde durch Urteile des Bundesgerichtshofs /31/ /32/ bestätigt. Entsprechend galt auch die Pflicht zur Abnahme von EEG-Strom nach dem bis 31. Dezember 2009 gültigen Wälzungsmechanismus für Strommengen, die in Objektnetzen an Dritte geliefert wurden

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- (5) Auch für sonstigen Verbrauch von Strom durch Letztverbraucher, der nicht von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen geliefert wird oder nicht vom Letztverbraucher selbst erzeugt worden ist (§ 61 Abs. 1 Satz 1 oder Absatz 3 und 4 EEG 2014), kann der rÜNB von dem Letztverbraucher 100 Prozent der EEG-Umlage nach § 60 Abs. 1 verlangen (§ 61 Abs. 1 Satz 3 EEG). Darunter fallen u. a. direkte Belieferungen des Letztverbrauchers über die Strombörse, Auslandssachverhalte<sup>60</sup> sowie Eigenverbräuche bei Personenidentität, die aber die weiteren Voraussetzungen einer Eigenversorgung nicht erfüllen.<sup>61</sup>
- (6) 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 für die allgemeine Versorgung entnommen wird, d. h. keine anderweitigen Stromentnahmen erfolgen (§ 60 Abs. 3 Satz 1 EEG). Die Umlagepflicht entfällt auch für die zur Erzeugung von Speichergas benötigten Strommengen, unter der Voraussetzung, dass das Speichergas ggf. nach Zwischenspeicherung im Erdgasnetz zur Stromerzeugung eingesetzt und ins Netz eingespeist wird (§ 60 Abs. 3 Satz 2 EEG). Ferner sind die an Netzbetreiber zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste als Verlustenergie nach § 10 StromNEV gelieferten Mengen von der Umlagepflicht befreit (§ 60 Abs. 3 Satz 3 EEG).
- (7) Im Grundsatz sind auch alle Eigenversorgungen<sup>62</sup> und Eigenverbräuche EEG-Umlagepflichtig, sofern für den jeweiligen Anwendungsfall im EEG 2014 keine ausdrückliche Ausnahme oder Verringerung geregelt ist.
- (8) Eine verringerte EEG-Umlage kann für die Eigenversorgung aus EEG- und hocheffizienten KWK-Anlagen geltend gemacht werden, sofern der Eigenversorger seiner Meldepflicht fristgerecht nachgekommen ist (§ 61 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 und 2 EEG).
- (9) Von der EEG-Umlage vollständig befreit ist der Strom bei Eigenversorgungen in folgenden Fällen gem. § 61 Abs. 2 bis 4 EEG:

---

<sup>60</sup> Soweit diese nicht bereits unter die EltVU-Umlagepflicht nach § 60 Abs.1 Satz 1 EEG fallen.

<sup>61</sup> Dies sind bspw. Neuanlagen, wenn der Strom über das Netz für die allgemeine Versorgung geleitet wird.

<sup>62</sup> Zur Definition der Eigenversorgung nach dem EEG 2014 siehe § 5 Nr. 12 EEG 2014.

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- a. Kraftwerkseigenverbrauch
- b. Inselversorgung (weder unmittelbarer noch mittelbarer Anschluss an ein Netz)
- c. Vollständige Selbstversorgung aus EE-Anlagen, wobei für den nicht selbstverbrauchten EE-Strom keine finanzielle Vergütung nach EEG in Anspruch genommen wird.<sup>63</sup>
- d. Stromeigenverbrauch aus Anlagen mit installierter Leistung von höchstens 10 kW; dies gilt für maximal 10 MWh selbst verbrauchten Stroms pro Kalenderjahr und für die Dauer von 20 Kalenderjahren zzgl. des Inbetriebnahmejahres ab der Inbetriebnahme der Stromerzeugungsanlage. Bei der Bestimmung der Leistungsgrenze ist § 32 Abs. 1 Satz 1 EEG entsprechend anzuwenden (siehe Abschnitt 6.1.6).<sup>64</sup>
- e. Stromeigenversorgung aus Bestandsanlagen nach § 61 Abs. 3 und 4 EEG, wenn
  - i. der Letztverbraucher die Stromerzeugungsanlage als Eigenerzeuger betreibt,
  - ii. der Letztverbraucher den Strom selbst verbraucht und
  - iii. der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird, es sei denn, der Strom wird im räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage verbraucht (die Prämisse iii gilt nicht für Anlagen mit Inbetriebnahme vor 01. September 2011).

Eine Bestandsanlage ist u. a. eine Stromerzeugungsanlage, die der Letztverbraucher bereits vor dem 1. August 2014 unter Einhaltung der oben genannten Anforderungen, insbesondere der Eigenversorgung, betrieben hat oder eine Stromerzeugungsanlage, die eine andere Bestandsanlage erneuert, er-

---

<sup>63</sup> Ein weiterer Strombezug aus dem Netz scheidet damit aus, siehe zu dieser Ausnahme die Auslegung durch die Clearingstelle EEG im Verfahren 2014/31 (Leitsätze 1 und 2) /46/ und in der BDEW-Stellungnahme zu diesem Verfahren.

<sup>64</sup> Siehe zu dieser Ausnahme die Auslegung durch die Clearingstelle EEG im Verfahren 2014/31 (Leitsätze 3 bis 5) und in der BDEW-Stellungnahme zu diesem Verfahren.



## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

weitert oder ersetzt, es sei denn die installierte Leistung ist durch diese Maßnahme um mehr als 30 Prozent erhöht worden.<sup>65</sup>

Für die übrigen Fälle der Eigenversorgung werden die Strommengen mit einer Umlage in einer Höhe von bis zu 100 Prozent der im jeweiligen Jahr gültigen EEG-Umlage nach Maßgabe von § 61 Abs.1 EEG belegt. Für die Überprüfung der Umlagepflicht von Eigenversorgern können sich die rÜNB nach § 61 Abs. 5 EEG vom BAFA, den Hauptzollämtern und den Netzbetreibern erforderliche Daten übermitteln lassen.<sup>66</sup>

- (10) Kommen EVU ihrer Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage nicht rechtzeitig nach, so müssen sie diese Geldschuld nach § 352 Abs. 2 Handelsgesetzbuch (HGB) ab Eintritt der Fälligkeit verzinsen. Diese Regelung gilt entsprechend, wenn die Fälligkeit nicht eintreten konnte, weil das EVU die von ihm gelieferten Strommengen entgegen § 74 EEG 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 § 74 EEG mitzuteilende Strommenge eines Jahres spätestens am 1. Januar des Folgejahres als fällig (§ 60 Abs. 4 Satz 2 EEG). Einwände gegen Forderungen der ÜNB auf Zahlungen der EEG-Umlage berechtigen zum Zahlungsaufschub oder zur Zahlungsverweigerung nur, soweit die ernsthafte Möglichkeit eines offensichtlichen Fehlers besteht (vgl. § 60 Abs. 2 Satz 1 EEG 2014). Diese Regelungen gelten für die Letztverbraucher mit Eigenversorgung bzw. sonstigen Verbrauch von Strom, der nicht von einem EVU geliefert wurde, entsprechend (§ 60 Abs. 4 bzw. § 60 Abs. 2 Satz 1 EEG i. V. m. § 7 Abs. 4 AusglMechV).
- (11) Im Fall von Zahlungsrückständen des EVU von mehr als einer Abschlagsforderung dürfen die ÜNB den Bilanzkreisvertrag gegenüber dem EVU kündigen, wenn die Zahlung der Rückstände trotz Mahnung und Androhung einer Kündigung nicht innerhalb von drei Wochen nach Androhung der Kündigung erfolgt ist. (§ 60 Abs. 2 Satz 3 EEG). Die gleiche Regelung gilt auch auf die Datenmeldungen der EVU an ÜNB nach § 74 EEG, mit der Maßgabe, dass die Frist für die Meldung der Daten nach Andro-

---

<sup>65</sup> Siehe § 61 Abs. 3 Satz 2 Nr. 1 bis 3 EEG 2014 für alle Fälle von Bestandsanlagen sowie für die Nutzungseinschränkungen im Falle von Anlagenerneuerungen.

<sup>66</sup> Bei Erhebung der EEG-Umlage durch den Verteilnetzbetreiber siehe § 9 Abs. 5 Satz 3 und 4 AusglMechV.

hung der Kündigung sechs Wochen beträgt. ÜNB, die von diesem Kündigungsrecht Gebrauch machen, informieren alle betroffenen Netzbetreiber, in deren Netz der Bilanzkreis physische Entnahmestellen hat, über die Kündigung des Bilanzkreisvertrages.

#### **8.4.1 Erhebung der EEG-Umlage von Eigenversorgern durch Netzbetreiber**

- (1) Die Erhebung der EEG-Umlage bei Eigenversorgung nach § 61 EEG erfolgt im Grundsatz durch den Netzbetreiber, an dessen Netz die Stromerzeugungsanlage angeschlossen ist (§ 7 Abs. AusglMechV). Für eine ausführliche Darstellung der Abwicklung der Erhebung der EEG-Umlage von Eigenversorgern wird auf die BDEW-Anwendungshilfe zur EEG-Umlage nach dem EEG 2014 verwiesen. Die Übertragungsnetzbetreiber erheben die EEG-Umlage bei Eigenversorgern nur in folgenden Fällen (§ 7 Abs. 1 AusglMechV):
- a. bei Stromerzeugungsanlagen, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind,
  - b. bei Stromerzeugungsanlagen an Abnahmestellen, an denen die EEG-Umlage nach der besonderen Ausgleichsregelung nach den §§ 63 bis 69 EEG oder nach § 103 EEG begrenzt ist,
  - c. bei Stromerzeugungsanlagen, deren Strom zum Teil unmittelbar an Letztverbraucher geliefert wird, die nicht mit dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage personenidentisch sind (Belieferung an Dritte). Dies gilt auch nach Beendigung der Lieferbeziehung weiter, wobei in diesem Fall der Betreiber der Stromerzeugungsanlage dem Anschlussnetzbetreiber die Beendigung des Lieferverhältnisses mitteilen muss (§ 7 Abs. 1 Satz 4 AusglMechV).
  - d. in Fällen des § 61 Abs. 1 Satz 3 EEG (sonstiger Verbrauch von Strom, der nicht von einem EVU geliefert wird).
- (2) Der Netzbetreiber und der Übertragungsnetzbetreiber können untereinander auch eine abweichende Zuständigkeit für die Erhebung der EEG-Umlage bei Eigenversorgern vertraglich vereinbaren, sofern dies volkswirtschaftlich angemessen ist. Dies könnte beispielsweise der Fall sein, wenn vormalige privilegierte Letztverbraucher weiterhin vom rÜNB abgewickelt werden, obwohl die Pflicht nach § 7 Abs. 2

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

AusglMechV beim avNB läge. Darüber hinaus kann es in Konstellationen sinnvoll sein, in denen ein Eigenversorger auf seinem Grundstück zwei Stromerzeugungsanlagen betreibt und eine der Anlagen allein zur Eigenversorgung verwendet, aus der anderen Anlage aber auch einen dritten Letztverbraucher beliefert. Möglicherweise ist es ineffizient, wenn der Betreiber der Stromerzeugungsanlagen für die erste Anlage die EEG-Umlage nach § 61 EEG an den Verteilernetzbetreiber nach § 7 Abs. 2 Satz 1 AusglMechV zahlen müsste, für die andere Anlage hingegen nach § 7 Abs. 1 Satz 1 Nummer 3 AusglMechV an den Übertragungsnetzbetreiber. Ob die beteiligten Netzbetreiber nach § 7 Abs. 2 Satz 1 AusglMechV in den genannten Fällen vereinbaren können, dass der Betreiber der Stromerzeugungsanlagen die EEG-Umlage nach § 61 EEG insgesamt an den Übertragungsnetzbetreiber zu zahlen hat, bedarf jeweils einer Einzelfallprüfung.

- (3) Im Fall der Umlageerhebung durch den rÜNB ist jeweils der rÜNB zuständig, in dessen Regelzone der Strom verbraucht wird. Sofern zweckmäßig können die Übertragungsnetzbetreiber untereinander auch eine abweichende örtliche Zuständigkeit vertraglich vereinbaren (§ 7 Abs. 1 Satz 2 und 3 AusglMechV).
- (4) Die Netzbetreiber müssen nach § 8 Abs. 1 AusglMechV bei der Erhebung der EEG-Umlage von Eigenversorgern die Sorgfalt eines ordentlichen und gewissenhaften Kaufmanns anwenden.<sup>67</sup> Die Netzbetreiber sind gemäß Begründung zum § 8 Abs. 1 AusglMechV explizit zu einem gründlichen Vorgehen bei der Erhebung der EEG-Umlage verpflichtet.
- (5) Auf die Zahlung der EEG-Umlage kann der zuständige Netzbetreiber vom Eigenversorger monatlich jeweils zum 15. Kalendertag für den Vormonat Abschläge in angemessenem Umfang verlangen. Die Erhebung dieser monatlichen Abschläge ist gemäß § 7 Abs. 3 Satz 2 AusglMechV insbesondere nicht angemessen
  1. bei PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 30 Kilowatt und
  2. bei anderen Stromerzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 10 Kilowatt.

---

<sup>67</sup> Siehe hierzu die BDEW-Anwendungshilfe zur EEG-Umlage nach dem EEG 2014, S. 95 f.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- Bei der Ermittlung der installierten Leistung sind die Regelungen zur Förderung von Strom aus mehreren Anlagen (§ 32 Abs. 1 Satz 1 EEG) entsprechend anzuwenden.
- (6) Einwände des Eigenversorgers gegen die Forderungen auf Umlagezahlung berechtigen nur dann zum Zahlungsaufschub oder zur Zahlungsverweigerung, wenn die ernsthafte Möglichkeit eines offensichtlichen Fehlers vorliegt. Eigenversorger, die ihrer Pflicht zur Umlagezahlung nicht rechtzeitig nachgekommen sind, müssen diese Geldschuld entsprechend § 60 Abs. 4 EEG verzinsen (§ 7 Abs. 4 AusglMechV).
  - (7) Abweichend vom eingeschränkten Aufrechnungsverbot nach § 33 EEG können Netzbetreiber Ansprüche auf Zahlung der EEG-Umlage gegen Letztverbraucher, die zugleich Anlagenbetreiber sind, mit den Förderansprüchen dieses Anlagenbetreibers aufrechnen (§ 7 Abs. 5 AusglMechV). Häufig dürften die Ansprüche auf EEG-Förderungszahlungen zur Finanzierung der Anlage aber abgetreten und im Falle der Offenlegung der Abtretung daher eine Aufrechnung nicht möglich sein.
  - (8) Netzbetreiber, die nicht Übertragungsnetzbetreiber sind, müssen die von den Eigenversorgern erhaltenen Umlagezahlungen und etwaige Zinsen an den regelverantwortlichen ÜNB weiterleiten. Dies gilt auch für Abschlagszahlungen auf die EEG-Umlage. Als erhaltene Zahlungen gelten auch Forderungen, die durch Aufrechnung nach § 7 Abs. 5 AusglMechV erloschen sind. Auf die an rÜNB weiterzuleitenden Zahlungen sind monatliche Abschläge in angemessenem Umfang zu entrichten.<sup>68</sup>
  - (9) Die Weiterleitung vom Netzbetreiber zum rÜNB erfolgt in der Regel im Rahmen der EEG-Einspeiseabrechnung. Der Netzbetreiber übermittelt in den monatlichen und jährlichen Datenmeldungen die abgerechneten Eigenverbrauchsmengen über separate Vergütungskategorien. Analog zu den EEG-Vergütungskategorien werden diese Kategorien in der monatlichen Datenmeldung abgefragt und als separate Rechnungsposition mit dem rÜNB abgerechnet. Es findet eine Aufrechnung der gegenseitigen finanziellen Belastungsausgleichsansprüche statt.
  - (10) Forderungen des rÜNB oder des avNB ggü. dem Eigenversorger zur Zahlung der EEG-Umlage nach § 61 EEG für den Zeitraum vom 1. August 2014 bis zum 31. Mai 2015 werden jedoch nicht vor dem 1. Juli 2015 fällig und sind von dem nach § 7

---

<sup>68</sup> Die Bundesnetzagentur wird im Herbst 2015 einen Leitfaden zu diesem Thema veröffentlichen.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

AusglMechV zuständigen Netzbetreiber einzuziehen. Ab dem 1. Juni 2015 folgt die Fälligkeit dann den regulären Vorschriften der Verordnung.

- (11) Für die Endabrechnung des Kalenderjahres 2014 müssen die Betreiber von Stromerzeugungsanlagen dem zuständigen Netzbetreiber die erforderlichen Angaben für das Kalenderjahr 2014 erst bis zum 28. Februar 2016 zur Verfügung stellen. Die Netzbetreiber müssen in diesem Fall die Endabrechnung für die EEG-Umlage nach § 61 EEG für 2014 dem rÜNB erst bis zum 31. Mai 2016 vorlegen. Dies kann dann als Nachtragstestierung nach § 62 EEG zusammen mit der regulären Endabrechnung für das Jahr 2015 erfolgen.
- (12) In Fällen, in denen der Eigenversorger bereits vor dem 1. Juli 2015 die EEG-Umlage nach § 61 EEG an den rÜNB geleistet hat, gilt die Zahlung als an den nach § 7 AusglMechV empfangszuständigen Netzbetreiber geleistet.
- (13) Die Letztverbraucher haben nach § 61 Abs. 6 und Abs. 7 EEG die Pflicht ihren selbst erzeugten und verbrauchten Strom durch eine geeichte Messung bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall zeitgleich zu ermitteln (sog. Zeitgleichheit). Dazu sind ggf. weitere Zähler – insbesondere Erzeugungszähler - durch den Letztverbraucher auf dessen Kosten zu installieren. Sofern der Letztverbraucher dieser Pflicht nicht nachkommt oder dem Netzbetreiber die für die Abrechnung der EEG-Eigenversorgung relevante Menge nicht mitteilt, kann der Netzbetreiber diesen Wert schätzen. Für eine ausführliche Darstellung der messtechnischen Anforderungen wird auf die die BDEW-Anwendungshilfe zur EEG-Umlage nach dem EEG 2014 S. 85ff. /67/ sowie auf die Empfehlung der Clearingstelle EEG im Verfahren 2014/31 Leitsätze 6 bis 9 /46/ verwiesen.
- (14) Sofern eine Pflicht zur Meldung der für die Eigenversorgung genutzten Strommengen nach § 74 EEG besteht, erhöht sich die EEG-Umlage für den Eigenversorger bei verspäteter oder gar nicht erfolgter Meldung<sup>69</sup> auch für EEG- und KWKG-Anlagen nach § 61 Abs. 1 Satz 2 Nummer 2 EEG auf 100 Prozent der EEG-Umlage.

---

<sup>69</sup> Nach dem 28. Februar für das Vorjahr (§ 9 Abs. 2 AusglMechV).

## 8.5 Jahresabrechnung

### 8.5.1 Datenübermittlung der avNB an den rÜNB

- (1) Zur Jahresabrechnung haben avNB, die Strom von EEG-Anlagenbetreibern aufgenommen und finanzielle Förderung nach §§ 22 bis 55 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 Stammdaten zu jeder Anlage, sowie 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 direktvermarkteten Strommengen sind getrennt nach den verschiedenen Veräußerungsformen gem. § 20 Abs. 1 EEG entsprechend den Vorgaben des rÜNB darzustellen. Ebenso sind sämtliche für die Berechnung von Flexibilitätsprämie/-zuschlag erforderlichen Angaben (siehe Abschnitt 7.1.2) vorzunehmen. Die von den Anlagen erzeugten aber nicht nach EEG vergüteten Strommengen (z. B. Einsatz von Biomasse, die nicht den Anforderungen der BiomasseV entspricht oder nicht vergütungspflichtiger, messtechnisch erfasster Selbstverbrauch beim „PV-Marktintegrationsmodell“ nach § 33 Abs. 1 EEG 2012 (neu), sind gesondert auszuweisen. Ebenfalls sind Angaben zu den tatsächlich entstandenen Kosten der Nachrüstung von PV-Anlagen gemäß § 57 Abs. 2 EEG vorzunehmen (weiteres hierzu im entsprechenden Prozessleitfaden für Netzbetreiber /74/). Zur eindeutigen Identifizierung der EEG-Anlagen ist der Anlagenschlüssel zu verwenden.
- (3) Nach § 9 Abs. 3 AusglMechV umfasst die Abrechnung auch die Angaben zu den Strommengen der Eigenversorger nach § 61 EEG, für die der Netzbetreiber die EEG-Umlage erheben muss, sowie die Höhe der von den Eigenversorgern erhaltenen Umlagezahlungen. Als erhaltene Zahlungen gelten auch Forderungen, die durch Aufrechnung mit den Ansprüchen des Anlagenbetreibers auf EEG-Förderung erloschen sind.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- (4) 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.
- (5) Nach § 75 Satz 1 EEG i. V. m. § 72 Abs. 1 Nr. 2 EEG obliegt dem avNB die Pflicht, die jeweiligen Jahresendabrechnungen von einem Wirtschaftsprüfer oder vereidigten Buchprüfer bescheinigen zu lassen und die Prüfungsvermerke dem vorgelagerten rÜNB bis zum 31. Mai des Folgejahres, auf das sich die Abrechnung bezieht, vorzulegen. Diese Prüfungsvermerke enthalten in der Anlage die aggregierten, energietartscharfen Werte zu Einspeisemengen, Direktvermarktungsmengen, Förderzahlungen und verrechneten vermiedenen Netzentgelten, umlagepflichtigen Strommengen der Eigenversorger sowie die dazu korrespondierenden Umlagezahlungen als auch Kosten der Nachrüstung von PV-Anlagen gemäß § 57 Abs. 2 EEG passend zu den elektronisch übermittelten Werten. Bei der Erstellung der Prüfungsvermerke ist darauf zu achten, dass die jeweils aktuellen Prüfungsvorgaben des Instituts der Wirtschaftsprüfer (IDW) eingehalten werden. Neben inhaltlichen Vorgaben (Mustervorlage) umfassen diese auch formelle Vorschriften (Bindung, Stempel, Unterschriften).
- (6) Nachträgliche Korrekturen der Jahresabrechnung können nach Ablauf der o. g. Frist auf der Basis von § 62 EEG in der jeweils nächsten Jahresabrechnung 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 § 62 Abs. 1 EEG genannten Voraussetzungen vorliegen müssen (bei Rückforderungen aufgrund von § 57 Abs. 5 EEG handelt es sich im Übrigen immer um Korrekturen zu Gunsten der Allgemeinheit). Solche Korrekturen sind z. B. eine geringere EEG-Förderzahlung oder ein höherer Letztverbraucherabsatz (LVA) als zunächst in der Jahresabrechnung angesetzt sowie der Wegfall der Privilegierung von LVA, nachträglich zur Jahresabrechnung. Bei Änderungen zu Ungunsten der Allgemeinheit (z. B. höhere EEG-Förderzahlung, niedrigerer LVA oder nachträgliche Privilegierung von LVA) muss immer eine der Voraussetzungen des § 62 Abs. 1 EEG erfüllt sein. Unabhängig von der Art der Korrektur muss in jedem Fall ein Prüfungsvermerk eines Wirtschaftsprüfers oder vereidigten Buchprüfers über die Differenzwerte oder alternativ über die korrigierten Saldowerte vom avNB bzw. EVU beim rÜNB mit getrenntem Ausweis je Kalenderjahr vorgelegt werden. Im Fall von Änderungen nach § 62 Abs. 1

EEG, die bereits in der Sphäre Anlagenbetreiber – avNB durchgeführt wurden, müssen die Änderungen in der Anlage zum aktuellen Prüfungsvermerk ausgewiesen und vom Wirtschaftsprüfer bestätigt werden. Ein Korrekturprüfungsvermerk ist in diesen Fällen nicht erforderlich. In den Korrekturprüfungsvermerken sollte mit Nennung des Erstellungsdatums Bezug auf den zu korrigierenden Prüfungsvermerk genommen und ggf. die Aktenzeichen der Verfahren gemäß § 62 Abs. 1 EEG genannt werden.

### **8.5.2 Ausgleich der energetischen und finanziellen Differenzen**

*Abrechnung der Förderzahlungen für die geförderte Direktvermarktung (§ 20 Abs. 1 Nr. 1 EEG), der PV-Nachrüstkosten gemäß § 57 Abs. 2 EEG sowie der EEG-Umlage bei Eigenversorgern nach § 61 EEG*

Auf Basis der Abrechnungen nach 8.5.1 werden für jeden avNB die Differenzen zwischen den „Sollwerten“ laut Prüfungsvermerk und den „Istwerten“ als Summe der unterjährig geleisteten bzw. erhaltenen Förderzahlungen bzw. Zahlungen für Nachrüstung von PV-Anlagen gemäß § 57 Abs. 2 EEG sowie den Umlagezahlungen der Eigenversorger nach § 61 EEG ermittelt und im Monat September des auf die Einspeisung folgenden Jahres ausgeglichen.

*Abrechnung der nach § 20 Abs. 1 Nr. 3 und 4 EEG veräußerten und nach §§ 37 und 38 EEG vergüteten Strommengen*

Auf Basis der Abrechnungen nach 8.5.1 werden für jeden avNB die Differenzen zwischen den „Sollwerten“ laut Prüfungsvermerk 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 als Fahrplan in Monatsbandform. 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. September des auf die Einspeisung folgenden Jahres zu begleichen.



## 9 Transparenz

### 9.1 Überblick zu den Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten

- (1) Die Anlagenbetreiber, Netzbetreiber, EVU, die Letztverbraucher mit Strom beliefern (Lieferanten), und Eigenversorger sowie sonstige Letztverbraucher, die nicht von einem EVU beliefert werden (§ 9 Abs. 1 AusglMechV), sind gemäß § 70 EEG verpflichtet, einander die für den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Daten unverzüglich zur Verfügung zu stellen. Diese Verpflichtung umfasst sowohl die in §§ 56 bis 62 und 71 bis 74 EEG als auch die in §§ 3 bis 6 und 9 AusglMechV genannten Daten. Ergänzende Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten für die ÜNB finden sich in den §§ 2 bis 4 AusglMechAV.
- (2) Die Mitteilungspflichten nach §§ 56 bis 62 EEG sowie nach § 9 AusglMechV betreffen den bundesweiten Ausgleich und werden entsprechend im Kapitel 8 dieser Umsetzungshilfe behandelt.
- (3) Die Mitteilungspflichten der §§ 71 und 72 sehen einen durchgängigen Fluss abrechnungsrelevanter Daten von den Anlagenbetreibern über den avNB bis zum rÜNB vor. Weitgehend parallel zu den Mitteilungen sind die Daten gemäß § 77 EEG und § 2 und 3 AusglMechAV im Internet zu veröffentlichen. Ein Teil der Daten nach §§ 71 bis 74 EEG ist darüber hinaus gemäß § 76 EEG, § 9 AusglMechV und § 4 AusglMechAV und den dort genannten Vorgaben an die Bundesnetzagentur zu übermitteln.
- (4) Ferner definiert § 72 Abs. 1 Nr. 1 Buchst. d) 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 /74/.
- (5) Drei Gruppen von Daten, für die verschiedene Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten nach §§ 71 bis 73 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,

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- nachdem sie verfügbar sind, den rÜNB mitgeteilt werden. Speist die Anlage in das Netz eines ÜNB ein, so meldet der Anlagenbetreiber die Anlagenstammdaten direkt an den rÜNB, der diese wiederum veröffentlicht. Diese Daten sind für den bundesweiten Ausgleich unbedingt erforderlich.
2. Daten zu tatsächlich geleisteten finanziellen Förderungen sowie sonstige für den bundesweiten Ausgleich erforderliche Angaben, im folgenden „unterjährig verfügbare Bewegungsdaten“ genannt, 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 (ggf. als Eigenversorger) 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) Die §§ 2 und 3 AusglMechAV regeln Transparenz- und Veröffentlichungspflichten im Zusammenhang mit den Einnahmen und Ausgaben bzw. der Vermarktungstätigkeit der Übertragungsnetzbetreiber. Diese Pflichten werden im Abschnitt 9.4 ausführlicher beschrieben. Meldepflichten im Rahmen der Direktvermarktung sind im Kapitel 7 erläutert.
- (7) Soweit die Netzbetreiber in der Rolle eines EVU, eines EEG-umlagepflichtigen Eigenversorgers oder eines sonstigen Stromverbrauchers auftreten, sind auch die Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten der EVU gem. § 77 i. V. m. § 74 EEG zu erfüllen. Über die Vorschriften für EVU informiert der BDEW in separaten Veröffentlichungen. Diesbezügliche rechtliche Fragestellungen werden in der BDEW-Anwendungshilfe zur EEG-Umlage nach dem EEG 2014 /67/ behandelt, die im Mitgliederbereich der BDEW-Internetseite zur Verfügung gestellt werden.
- (8) Mitteilungspflichten von Anlagenbetreibern, deren Einhaltung Voraussetzung für den Förderanspruch nach EEG sind, z. B. Meldung an das Anlagenregister, werden in dem jeweiligen Abschnitt des Kapitels 5 und 6 beschrieben.

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- (9) Die folgenden Abbildungen geben einen Überblick über die Vorschriften für Anlagenbetreiber und Netzbetreiber.

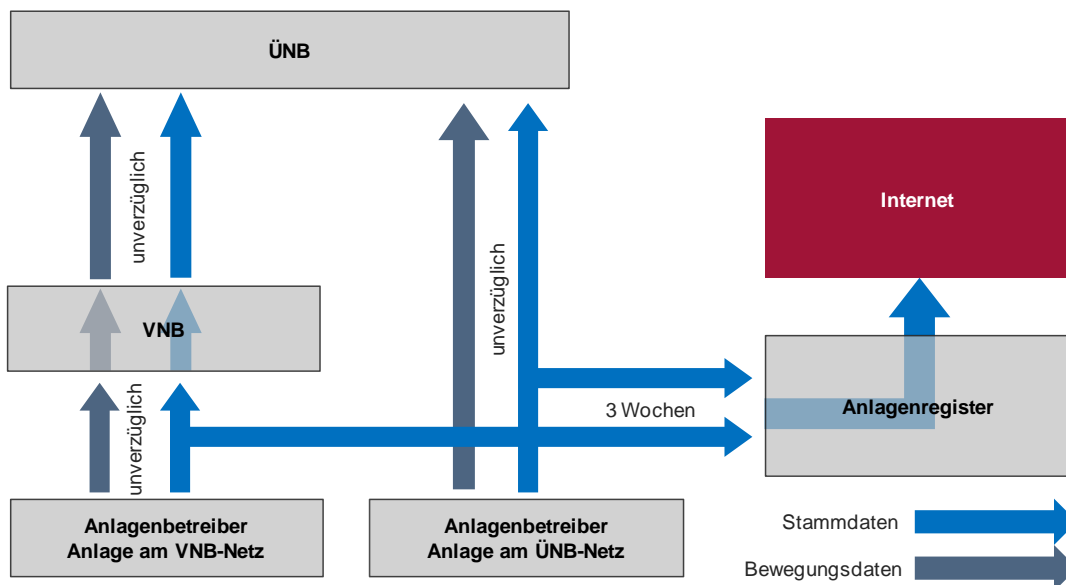


Abbildung 10: Datenfluss der Anlagenstammdaten und der unterjährig verfügbaren Bewegungsdaten, Überblick

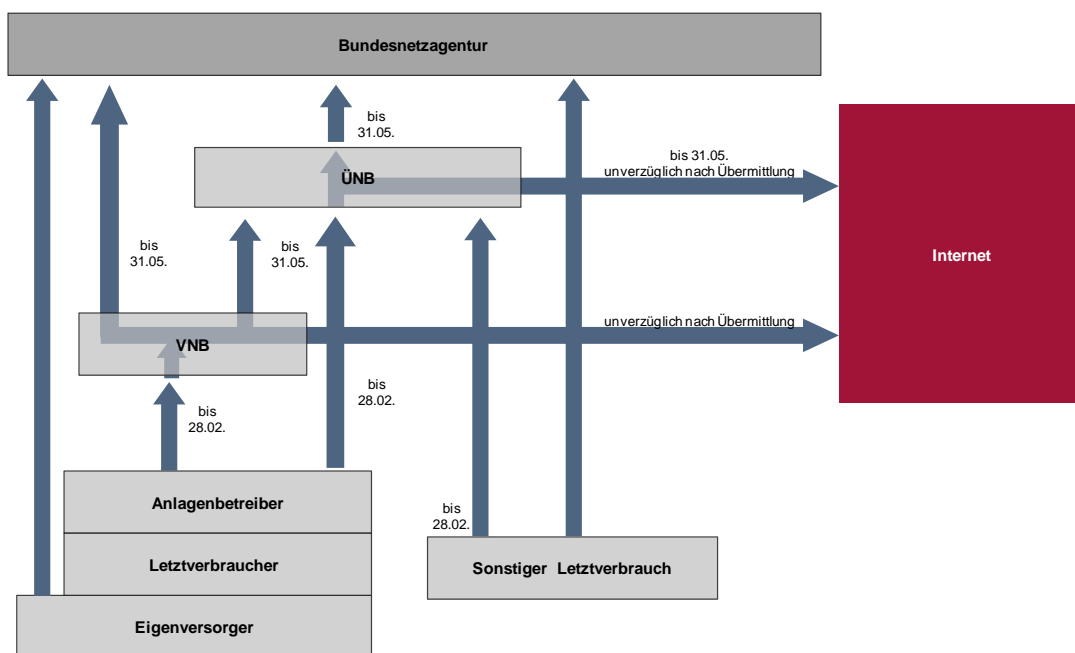


Abbildung 11: Datenfluss und Veröffentlichung der Jahresabrechnungsdaten, Überblick

## 9.2 Mitteilungen vom Anlagenbetreiber zum Netzbetreiber

### 9.2.1 Gesetzliche Regelung

- (1) Den Anlagenbetreibern obliegt gemäß § 70 EEG die Pflicht, dem avNB die für den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Daten (u. a. Stamm- und Bewegungsdaten) unverzüglich zur Verfügung zu stellen. Dies gilt auch für Letztverbraucher, die § 61 Abs. 1 EEG unterfallen und keine Anlagenbetreiber sind („sonstiger Letztverbrauch“).
- (2) Bei Nutzung der Eigenverbrauchsregelung nach § 33 Abs. 2 EEG 2009, EEG 2010 sowie der bis 31. März 2012 geltenden Fassung des EEG sind zusätzlich die erzeugten und nicht in das Netz eingespeisten, sondern eigenverbrauchten Strommengen dem Netzbetreiber zu übermitteln.
- (3) Anlagenbetreiber müssen dem Netzbetreiber, der von ihnen die EEG-Umlage verlangen kann, bis zum 28. Februar eines Kalenderjahres alle Angaben zur Verfügung stellen, die für die Endabrechnung der EEG-Umlage nach § 61 EEG für das vorangegangene Kalenderjahr erforderlich sind (§ 9 Abs. 2 AusglMechV i. V. m. § 71 Nr. 1 und § 74 Satz 3 EEG). Auf Basis dieser Daten, legen die Netzbetreiber den Eigenversorgern die Jahresabrechnung für das Vorjahr vor.
- (4) Bei Biomasseanlagen nach §§ 44 bis 46 EEG sind gemäß § 71 Nr. 2 EEG die
  1. Art und Menge der Einsatzstoffe nach §§ 44 bis 47 EEG sowie
  2. Angaben zu Wärmenutzungen und eingesetzten Technologien nach § 45 Abs. 2 oder § 47 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EEG oder
  3. Angaben zu dem Anteil eingesetzter Gülle nach § 46 Nr. 3 EEGin der für die Nachweisführung nach § 47 EEG vorgeschriebenen Weise zu übermitteln. Näheres zu den besonderen Nachweispflichten der Biomasseanlagen siehe Abschnitt 6.4.7.
- (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. Zur Präzisierung der Ortsangabe sollten idealerweise auch die geografischen Positionsdaten in Form von Längen- und Breitengraden mitgeteilt werden. Der Begriff der installierten Leistung einer Anlage ist in § 5 Nr. 22 EEG definiert.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- (6) Die Anlagenstammdaten müssen entsprechend der Gesetzesbegründung zum EEG 2012 „bei der erstmaligen Geltendmachung der Anspruchsvoraussetzungen und danach nur noch bei anspruchsrelevanten Änderungen mitgeteilt werden“.
- (7) § 71 Nr. 1 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. Ist der 28. Februar eines Kalenderjahres überschritten, ohne dass die Daten nach §§ 70 und 71 EEG dem Netzbetreiber vom Anlagenbetreiber vorgelegt worden sind, besteht gemäß § 19 Abs. 3 EEG i. V. m. § 71 EEG die Möglichkeit, die laufenden Förderzahlungen sowie -abschlagszahlungen auszusetzen, bis der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber die entsprechenden Daten geliefert hat.

**9.2.2 Hinweise für Netzbetreiber**Anlagenschlüssel:

- (1) Der Anlagenschlüssel wird vom Anschlussnetzbetreiber vergeben und 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);

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- 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 (vgl. Abschnitt 9.3.3.1) zu der über die Anlagenstammdaten (vgl. Abschnitt 9.3.2.1) 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 (§ 72 EEG) und in den Meldungen an die BNetzA (§ 76 EEG, vgl. Abschnitt 9.3.3.3) 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 § 32 Abs. 1 EEG zur Festlegung der Förderung dient ausschließlich der Ermittlung der Förderung und führt in der Regel nicht zu einer gemeinsamen Anlage mit nur einem Anlagenschlüssel.

## 9.3 Mitteilungen und Veröffentlichungen der Netzbetreiber

### 9.3.1 Gesetzliche Regelung

(1) Nach § 72 Abs. 1 EEG sowie § 9 Abs. 3 und 4 AusglMechV sind Netzbetreiber, die nicht Übertragungsnetzbetreiber sind, verpflichtet, dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber folgende Daten mitzuteilen:

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

- die tatsächlich an Anlagenbetreiber geleisteten finanziellen Förderungen für Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas oder für die Bereitstellung installierter Leistung nach den Förderbestimmungen des EEG in der für die jeweilige Anlage anzuwendenden Gesetzesfassung (§ 72 Abs. 1 Nr. 1. EEG)
- die von den Anlagenbetreibern gem. § 21 Abs. 1 EEG erhaltenen Angaben eines Wechsels zwischen den Veräußerungsformen nach § 20 Abs. 1 EEG. Bei Wechsel in die „Einspeisevergütung in Ausnahmefällen“ (§ 38 EEG) sind zusätzlich der Energieträger, die installierte Leistung der Anlage, die Veräußerungsform sowie die Dauer, in der die betreffende Anlage diese Veräußerungsform bereits nutzt, mitzuteilen.
- die Kosten für die Nachrüstung von PV-Anlagen nach § 57 Abs. 2 EEG i. V. m. der SysStabV, die Anzahl nachgerüsteter Anlagen sowie die von den Anlagenbetreibern nach § 71 EEG übermittelten Anlagen- und Erzeugungsdaten
- die Strommengen der Eigenversorger nach § 61 Abs. 1 EEG, für die der Netzbetreiber die EEG-Umlage erheben muss
- die Höhe der von den Eigenversorgern nach § 7 Abs. 2 und 3 AusglMechV erhaltenen Zahlungen, wobei die durch Aufrechnung erloschenen Forderungen ebenfalls als erhaltene Zahlungen gelten
- die sonstigen für den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Angaben (vgl. Kapitel 8)

2. Bis zum 31. Mai eines Jahres sind mittels der Formularvorlagen, die der Übertragungsnetzbetreiber auf seiner Internetseite zur Verfügung stellt, in elektronischer

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

Form die Endabrechnung für das Vorjahr sowohl für jede einzelne Anlage als auch zusammengefasst vorzulegen. Gemäß § 9 Abs. 4 AusglMechV müssen die Endabrechnungen für Anlagen auch die Angaben zu den EEG-umlagepflichtigen eigenverbrauchten Mengen sowie die für diese Mengen erhaltenen Zahlungen enthalten. Diese Pflicht zur Vorlage der Endabrechnungen gilt auch für die eigenverbrauchten Strommengen aus KWK- und sonstigen Anlagen. Die Regelungen des § 32 Abs. 3 und 4 EEG gelten für diese Meldung entsprechend. Außerdem ist dem vorgelagerten ÜNB ein Nachweis über die nach dem § 57 Abs. 2 EEG zu ersetzenden Kosten der PV-Nachrüstung gemäß SysStabV vorzulegen (nähere Informationen finden sich in dem betreffenden BDEW-Prozessleitfaden /74/).

- (2) Zudem haben Netzbetreiber nach § 77 Abs. 1 EEG die nach § 72 EEG sowie § 9 Abs. 3 und 4 AusglMechV übermittelten Daten zu veröffentlichen.
- (3) Soweit der Netzbetreiber in der Rolle eines EVU auftritt, sind auch Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten der EVU gem. § 77 EEG i. V. m. § 74 EEG zu erfüllen.

### **9.3.2 Mitteilungen von Anlagenstammdaten und unterjährig verfügbaren Bewegungsdaten**

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

- (1) In § 72 Abs. 2 EEG werden ergänzende Angaben zum Umfang der Datenmitteilungen nach § 72 Abs. 1 EEG (s. Abschnitt 9.3.1) gemacht. Eine schlüssige Auslegung von § 72 Abs. 2 Nr. 4 EEG konnte wie auch bei § 47 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2012 bislang nicht gefunden werden.
- (2) Als Anlagenstammdaten sollten mindestens folgende Angaben an den rÜNB übermittelt werden:
  1. Anlagenschlüssel (vgl. Abschnitt 9.2.2)
  2. Zuordnung zu Energieart



## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

3. Standort [bestehend aus: PLZ, Bundesland, Ort (und Adresse bzw. Flurstück)]. Zur Präzisierung der Ortsangabe sollten idealerweise auch die geografischen Positionsdaten in Form von Längen- und Breitengraden mitgeteilt werden.
4. Installierte Leistung (bei Flexibilitätsprämie inkl. Zusatzleistung vgl. Abschnitte 7.2 und 7.4)
5. Angaben zur direktvermarkteten Leistung: Anteile in den einzelnen Formen sowie bei Wechseln in die „Einspeisevergütung in Ausnahmefällen“ die Dauer, seit der die betreffende Anlage diese Veräußerungsform nutzt
6. Inbetriebnahme- und Außerbetriebnahmedatum
7. Netzzugangs- und Netzabgangsdatum
8. Spannungsebene
9. Bei Biomasseanlagen:
  - Art und Menge der Einsatzstoffe nach §§ 44 bis 47 EEG sowie
  - Angaben zu Wärmenutzungen und eingesetzten Technologien nach § 45 Abs. 2 EEG oder § 47 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EEG, oder
  - Angaben zu dem Anteil eingesetzter Gülle nach § 46 Nr. 3 EEG
  - Inanspruchnahme des Flexibilitätszuschlags bzw. des Flexibilitätsbonus durch direkt vermarktende Anlagen unter Angabe der eingesetzten Gasart (Biome-  
than, sonstige Biogase)

Die Angaben sind in der für die Nachweisführung nach § 47 EEG vorgeschriebenen Weise zu übermitteln. Näheres hierzu ist in Abschnitt 6.4.7 beschrieben worden.

Die Datenabfrage durch den rÜNB kann ggf. über diese Angaben hinausgehen. Die ÜNB streben eine Angleichung ihrer Datenabfrage an die Formularvorlagen der BNetzA nach § 76 Abs. 2 EEG (vgl. Abschnitt 9.3.3.3) 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 die Verteilnetzbetreiber dazu auf, die aktuell installierte Kapazität an Solarstromanlagen monatlich bis zum 5. Werktag an den rÜNB zu übermitteln. Sind zu diesem Zeitpunkt

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

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. /19/

- (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 § 11 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 (vgl. Lieferschein nach Abschnitt 8.1.2):
1. aggregierte Einspeisemengen, aufgeteilt nach EEG-Vergütungskategorien
    - Bei PV-Eigenverbrauch mit Inbetriebnahmedatum vor 01. April 2012<sup>70</sup> die nach § 33 Abs. 2 EEG 2009, 2010 und 2012 (alt) erzeugten und nicht in das Netz eingespeisten sondern verbrauchten Mengen
  2. entsprechende finanzielle Förderungen nach § 19 oder § 52 EEG
  3. vermiedene Netzentgelte
  4. aggregierte Kosten der Nachrüstung von PV-Anlagen gemäß § 57 Abs. 2 EEG
- (6) Nach § 9 AusglMechV i. V. m. § 72 EEG sind Angaben zu den Strommengen der Eigenversorger nach § 61 Abs. 1 EEG, für die der Netzbetreiber die EEG-Umlage erheben muss sowie zu der Höhe der von den Eigenversorgern nach § 7 Abs. 2 und 3 AusglMechV erhaltenen Zahlungen (einschließlich der durch Aufrechnung erloschenen Forderungen, da diese ebenfalls als erhaltene Zahlungen gelten) ebenfalls an den rÜNB unverzüglich nach Verfügbarkeit zu übermitteln.
- (7) Die definierten EEG-Vergütungskategorien werden von den ÜNB als Excel-Datei auf der Internetseite [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de) veröffentlicht.

---

<sup>70</sup> Bei späterer Inbetriebnahme sind auch die Übergangsregelungen in § 66 Abs. 18, 18a und 19 EEG 2012 (neu) zu beachten.

### **9.3.2.2 Zeitpunkt der unterjährigen Mitteilungen an den rÜNB**

§ 72 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. Gutschriftlegung 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 nur 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.

### **9.3.2.3 Unterjährige Veröffentlichungen der Netzbetreiber**

- (1) Nach § 77 Abs. 1 EEG sind die Netzbetreiber verpflichtet, die nach §§ 70, 72 und ggf. 74 EEG sowie § 9 Abs. 3 und 4 AusglMechV an den rÜNB übermittelten Daten unverzüglich auf ihren Internetseiten zu veröffentlichen und bis zum Ablauf des Folgejahres vorzuhalten. Für die unterjährig übermittelten Bewegungsdaten genügt eine Veröffentlichung in aggregierter Form, z. B. in Form der Mitteilung an den rÜNB (siehe Abschnitt 9.3.2.1).
- (2) Die veröffentlichten Angaben und der Bericht (vgl. Abschnitt 9.3.3.5) müssen einen sachkundigen Dritten in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die finanziellen Förderungen und die geförderten Energiemengen vollständig nachvollziehen zu können (§ 77 Abs. 3 EEG). Angaben, die gemäß der AnlRegV bereits direkt vom Anlagenregister oder der registerführenden Institution veröffentlicht werden, müssen ab den Zeitpunkt der Veröffentlichung durch das Anlagenregister von den Netzbetreibern nicht mehr veröffentlicht werden (§ 77 Abs. 4 EEG).

## **9.3.3 Jahresabrechnungen der avNB**

**9.3.3.1 Jahresabrechnung der avNB gegenüber dem rÜNB**

- (1) Nach § 72 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. Gemäß § 9 Abs. 4 AusglMechV müssen die Endabrechnungen für Anlagen auch die Angaben zu den EEG-umlagepflichtigen eigenverbrauchten Mengen sowie zu den vom Eigenversorger an den avNB für diese Mengen geleisteten Zahlungen der EEG-Umlage enthalten.
- (3) Die Anlagenstammdatenmeldung bildet den Stand vom 31. Dezember des Abrechnungsjahres ab und kann dem in Abschnitt 9.3.2.1 beschriebenen Aufbau entsprechen.
- (4) Die **Jahresabrechnungsdaten** sollten für jede einzelne Anlage mindestens folgende Angaben enthalten:
  1. Anlagenschlüssel (vgl. Abschnitt 9.2.2)
  2. Einspeisemengen, aufgeteilt nach EEG-Vergütungskategorien und Veräußerungsformen nach § 20 Abs. 1 Nr. 3 und 4 EEG
  3. tatsächlich geleistete Förderzahlungen
  4. tatsächlich geleistete finanzielle Förderungen für die Bereitstellung installierter Leistung (Flexibilitätsprämien, Flexibilitätszuschläge)
  5. in Abzug gebrachte vermiedene Netzentgelte
  6. direkt vermarktete Strommengen, getrennt nach den Veräußerungsformen nach § 20 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG
  7. vom Anlagenbetreiber nach § 33 Abs. 2 EEG 2009, EEG 2010 sowie der bis 31. März 2012 geltenden Fassung des EEG 2012 (alt) nicht in das Netz eingespeiste sondern verbrauchte Strommengen aus solarer Strahlungsenergie und hierfür gezahlte Förderungen.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

8. umlagepflichtige eigenverbrauchte Strommengen sowie die zu diesen Mengen korrespondierenden EEG-Umlagezahlungen.
- (5) Die in den Formularvorlagen der rÜNB verwendeten EEG-Vergütungskategorien werden stets an die jeweils gültige Gesetzesfassung angepasst.
- (6) Die aggregierte Endabrechnung sollte folgende Angaben enthalten:
1. Einspeisemengen, aufgeteilt nach EEG-Vergütungskategorien bzw. Veräußerungsformen nach § 20 Abs. 1 Nr. 1 bis 4 EEG
  2. tatsächlich geleistete finanzielle Förderungen (Einspeisevergütung, Prämien, Zuschläge)
  3. in Abzug gebrachte vermiedene Netzentgelte
  4. Kosten der Nachrüstung von PV-Anlagen gemäß § 57 Abs. 2 EEG
  5. EEG-umlagepflichtige eigenverbrauchte Mengen
  6. die für eigenerzeugte Mengen erhaltenen EEG-Umlagezahlungen.

**9.3.3.2 Veröffentlichung der Jahresabrechnung der avNB**

Nach § 77 Abs. 1 Nr. 1 EEG sind die avNB verpflichtet, die an die rÜNB übermittelten Daten der Jahresabrechnung 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. Die veröffentlichten Angaben und der Bericht (s. Abschnitt 9.3.3.5) müssen einen sachkundigen Dritten in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die finanziellen Förderungen und die geförderten Energiemengen vollständig nachvollziehen zu können (§ 77 Abs. 3 EEG).

**9.3.3.3 Übermittlung der Jahresabrechnung der avNB an die Bundesnetzagentur**

Nach § 76 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. Nach § 9 Abs. 6 AusglMechV sind auch die Angaben zu den Jahresabrechnungen der Eigenversorger zu übermitteln.

**9.3.3.4 Prüfungsvermerke der Wirtschaftsprüfer zu den Jahresabrechnungen der avNB**

- (1) Nach § 75 EEG i. V. m. § 9 Abs. 5 AusglMechV müssen alle Netzbetreiber die zusammengefassten Endabrechnungen nach § 72 Abs. 1 Nr. 2 EEG sowie § 9 Abs. 3 und 4 AusglMechV durch einen Wirtschaftsprüfer oder einen vereidigten Buchprüfer bzw. eine Wirtschaftsprüfer- oder Buchprüfergesellschaft testieren lassen. Der Prüfungsvermerk enthält die nach Energieart und Veräußerungsform differenzierten Strommengen, die finanzielle Förderung sowie die Höhe der in Abzug gebrachten vermiedenen Netzentgelte. Ebenso sind die Kosten der Nachrüstung für PV-Anlagen gemäß § 57 Abs. 2 Satz 1 EEG, die von den Eigenversorgern erhaltenen EEG-Umlagezahlungen sowie die entsprechenden eigenverbrauchten Mengen nach § 9 Abs. 3 und 4 AusglMechV 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.

**9.3.3.5 Erstellen eines Berichts über die Datenermittlung**

- (3) Nach § 77 Abs. 1 Nr. 2 EEG ist der avNB verpflichtet, einen Bericht über die Ermittlung der von ihm nach § 72 EEG mitgeteilten Daten unverzüglich nach dem 30. September des Folgejahres zu veröffentlichen und bis zum Ablauf des darauf folgenden Jahres vorzuhalten.
- (4) Die veröffentlichten Angaben (vgl. Abschnitte 9.3.3.2 und 9.3.2.3) und der Bericht müssen einen sachkundigen Dritten in die Lage versetzen, die geförderten Energiemengen und finanziellen Förderungen vollständig nachvollziehen zu können. Für die Erstellung des Berichts wird empfohlen, sich an dem in Anhang 2.1 dargestellten Muster zu orientieren.

## 9.4 Mitteilungen und Veröffentlichungen des rÜNB

### 9.4.1 Gesetzliche Regelung

- (1) Für Übertragungsnetzbetreiber gilt § 72 EEG sowie § 9 Abs. 3 und 4 AusglMechV mit der Maßgabe, dass die Angaben und die Endabrechnung nach § 72 Abs. 1 EEG für die Anlagen, die unmittelbar oder mittelbar nach § 11 Abs. 2 EEG an ihr Netz angeschlossen sind, auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen sind (§ 73 Abs. 1 EEG). Zudem sind § 9 Abs. 3 und 4 AusglMechV auf § 73 EEG entsprechend anzuwenden (vgl. § 9 Abs. 5 Satz 1 und 2 AusglMechV). Auf Anfrage müssen die Übertragungsnetzbetreiber einem Netzbetreiber, der für die Erhebung der EEG-Umlage zuständig ist, die Angaben nach § 61 Abs. 5 Satz 1 Nr. 1 und 2 EEG für die betreffende Stromerzeugungsanlage übermitteln, wenn diese den ÜNB vorliegen (§ 9 Abs. 5 Satz 3 AusglMechV).
- (2) Wie für avNB gelten auch für rÜNB die Testierungspflicht nach § 75 Satz 1 EEG, die Mitteilungspflicht an die BNetzA nach § 76 Abs. 1 EEG und die Veröffentlichungspflichten nach § 77 Abs. 1 EEG. Ebenso kann gemäß § 75 Satz 2 EEG von den rÜNB die Erstellung eines Prüfungsvermerkes durch einen Wirtschaftsprüfer über die Endabrechnungen nach §§ 73 und 74 EEG verlangt werden.
- (3) Darüber hinaus verpflichtet § 73 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 § 78 Abs. 3 EEG den ÜNB die Veröffentlichung eines EEG-Quotienten, welcher von den EVU im Rahmen der Stromkennzeichnung entsprechend der EEG-Umlage nach § 78 EEG 2014 verwendet wird.
- (4) Im Rahmen ihrer Vermarktungstätigkeit sind die ÜNB verpflichtet, die Transparenzvorschriften nach §§ 2 bis 3 AusglMechAV einzuhalten.
- (5) Des Weiteren obliegen den rÜNB Veröffentlichungspflichten im Rahmen der Direktvermarktung und des Marktintegrationsmodells (§ 73 Abs. 3 EEG).
- (6) ÜNB, die von dem Recht nach § 60 Abs. 2 Satz 3 EEG Gebrauch machen (Kündigung BK-Vertrag bei Zahlungsrückständen bei EVUs), sollten alle Netzbetreiber, in deren Netz der Bilanzkreis physische Entnahmestellen hat, über die Kündigung des Bilanzkreises informieren.

## 9.4.2 Unterjährige Veröffentlichungen

### Veröffentlichung der Bewegungsdaten

- (1) Die rÜNB sind gemäß § 77 Abs. 1 Nr. 1 EEG i. V. m. § 73 EEG verpflichtet, die Bewegungsdaten der mittelbar (im Sinne von § 11 Abs. 2 EEG) oder unmittelbar an ihr Netz angeschlossenen Anlagen zu veröffentlichen.
- (2) Als unterjährig verfügbare Bewegungsdaten sollten veröffentlicht werden:
  1. Einspeisemengen nach § 20 Abs. 1 Nr. 3 und 4 EEG in aggregierter Form
  2. entsprechende finanzielle Förderung nach § 37 und 38 EEG
  3. Direkt vermarktete Mengen nach § 20 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG in aggregierter Form
  4. entsprechende Marktprämien- und Zuschlagszahlungen
  5. vermiedene Netzentgelte (entfällt bei Einspeisungen im Höchstspannungsnetz)
  6. EEG-Umlagepflichtige Eigenversorgungsmengen und erhaltene Zahlungen, sofern unterjährig verfügbar.

#### 9.4.2.1 Veröffentlichungen im Rahmen der Direktvermarktung

- (1) Gemäß § 73 Abs. 3 EEG i. V. m. der Anlage 1 („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.netztransparenz.de>:
  1. Täglich: die auf Grundlage einer repräsentativen Anzahl von gemessenen Anlagen erstellte Online-Hochrechnung der Wind- (onshore/an Land, ab 01. Januar 2013 auch offshore/auf See) und PV-Mengen regelzonenscharf und in mindestens stündlicher Auflösung.
  2. Monatlich: bis zum Ablauf des zehnten Werktags des Folgemonats bzw. sobald verfügbar für den jeweils vorangegangenen Kalendermonat in einheitlichem Format und auf drei Nachkommastellen gerundet:



#### Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- der Wert des Stundenkontraktes am Spotmarkt der EPEX Spot für die Preiszone Deutschland/Österreich als tatsächlicher Monatsmittelwert „ $MW_{EPEX}$ “ sowie als Zeitreihe in stündlicher Auflösung
  - die tatsächlichen Monatsmittelwerte der Marktwerte für Strom aus Wind (onshore/an Land, ab 01. Januar 2013 auch offshore/auf See) und PV-Erzeugung.
- (2) Jährlich: der tatsächliche Jahresmittelwert  $MW_{Solar(a)}$  der monatlichen Marktwertfaktoren für Strom aus solarer Strahlungsenergie für das jeweils vorangegangene Jahr.
- (3) Die zu veröffentlichenden Zeitreihen der Wind- und PV-Einspeisung beinhalten neben dem nach EEG abgenommenen und geförderten Strom auch die direkt vermarkteten Strommengen (außer „sonstige Direktvermarktung“).

#### **9.4.2.2 Transparenz der Vermarktungstätigkeit**

- (1) Gemäß § 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:
    - Bis spätestens 18 Uhr desselben Tages die am vortägigen Spotmarkt veräußerte Einspeisung nach § 1 Abs. 1 AusglMechAV, aufgeschlüsselt nach den Technologiegruppen Windenergie, solare Strahlungsenergie und Sonstige in mindestens stündlicher Auflösung.
    - Bis spätestens 18 Uhr desselben Tages die für den Folgetag am Spotmarkt einer Strombörse erworbenen oder veräußerten Differenzen zwischen der aktuellen Prognose viertelstündlicher Einspeisung und der nach § 1 Abs. 2 AusglMechAV vermarkteten Einspeisung, aufgeschlüsselt nach Handelsplätzen.
    - Bis spätestens 18 Uhr des Folgetages die im Intra-Day-Handel am Spotmarkt einer Strombörse erworbenen und veräußerten Differenzen nach § 1 Abs. 3 AusglMechAV in viertelstündlicher Auflösung.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- Bis spätestens 18 Uhr des Folgetages, die Differenz zwischen der jeweils aktuellsten vor Handelsschluss vorliegenden Prognose über die zu veräußerten Strommengen und der gemäß nach § 1 Abs. 1 bis 3 AusglMechAV veräußerten und erworbenen Strommengen in viertelstündlicher Auflösung.
2. Monatlich:
- Bis zum Ablauf des 10. Werktages des Folgemonats die nach § 1 Abs. 1 AusglMechAV veräußerte monatliche Einspeisung, aufgeschlüsselt nach den Technologiegruppen Windenergie an Land, Windenergie auf See, solare Strahlungsenergie, Biomasse und Sonstige.
  - Unverzüglich nach Vorlage der Bilanzkreisabrechnung die in Anspruch genommene Ausgleichsenergie des EEG-Bilanzkreises in viertelstündlicher Auflösung.
  - Bis zum Ablauf des 10. Werktages des Folgemonats den Wechsel in der Veräußerungsform nach § 20 Abs. 1 Nr. 4 EEG.
- (2) Der rÜNB ist verpflichtet, zwei Werktage nach Ende der Auktion am vortägigen Spotmarkt auf seiner Internetseite folgendes bekannt zu geben (§ 8 Abs. 2 Satz 7 AusglMechAV):
1. Stunden, für die er ein preislimitiertes Gebot abgegeben hat
  2. Höhe der Preislimits jeder Tranche
  3. am vortägigen Spotmarkt unverkaufte Energiemenge gemäß § 1 Abs. 1 AusglMechAV.
- (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 nach § 1 Abs. 2 und 3 AusglMechAV am untertägigen Spotmarkt unverkauft geblieben ist;
  2. die Menge der in der jeweiligen Stunde unverkauften Energie.

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- (4) § 3 AusglMechAV verpflichtet die ÜNB, ihre monatlichen und jährlichen Einnahmen und Ausgaben nach § 3 AusglMechV sowie § 6 AusglMechAV aufzuschlüsseln und auf einer gemeinsamen Internetseite in einheitlichem Format zu veröffentlichen und vorzuhalten. Dies geschieht derzeit auf der gemeinsamen Internetseite [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de). Die Einnahmen und Ausgaben aus der Vermarktung des Stroms sind nach Spotmarktprodukten gem. § 1 AusglMechAV aufzuschlüsseln. Die Liquiditätsreserve ist gesondert auszuweisen.
- (5) 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 bis zum Ablauf des 10. Werktages des Folgemonats erfolgen. Die Veröffentlichung kann auch in Form zusammengefasster Werte mehrerer ÜNB erfolgen. Derzeit erfolgt die Veröffentlichung auf der Internetseite [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de).
- (6) Einnahmen sind nach § 3 Abs. 3 AusglMechV sowie § 6 Abs. 3 AusglMechAV:
1. Erlöse aus der vortägigen und untertägigen Vermarktung
  2. Einnahmen aus Zahlungen der EEG-Umlage
  3. Einnahmen aus der Zahlung von vermiedenen Netzentgelten soweit die Saldierung § 57 Abs. 4 EEG einen positiven Saldo ergeben hat
  4. Einnahmen aus der Verzinsung der Differenzbeträge zwischen Einnahmen und Ausgaben gem. § 3 Abs. 5 AusglMechV (Guthabenverzinsung)
  5. Erlöse aus Rückforderungsansprüchen nach § 57 Abs. 5 EEG sowie aufgrund nachträglicher Korrekturen nach § 62 EEG und aufgrund von Abweichungen zwischen unterjährigen Abschlagszahlungen und der Jahresendabrechnung im Sinne von § 3 Abs. 7 AusglMechAV
  6. Erlöse aus der Versteigerung von Anbindungskapazitäten für Windenergieanlagen auf See gemäß § 17d Abs. 4 Satz 5 EnWG
  7. Einnahmen aus der Abrechnung der Ausgleichsenergie für den EEG-Bilanzkreis nach § 11 StromNZV

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

8. Erlöse aufgrund einer Verordnung zur Ausschreibung der Förderung von Freiflächenanlagen nach § 88 EEG, sofern diese dort als Einnahmen im Sinne des § 3 Abs. 3 AusglMechV benannt werden
  9. Einnahmen aus der Verzinsung des Differenzbetrags nach § 6 Abs. 3 AusglMechAV, welcher sich aus der Abweichung der vereinnahmten von der entsprechend der Prüfung der BNetzA zulässigen EEG-Umlagehöhe ergibt.
- (7) Ausgaben sind nach § 3 Abs. 4 AusglMechV sowie § 6 Abs. 1 und 3 AusglMechAV:
1. finanzielle Förderungen an EEG-Anlagenbetreiber (Direktzahlungen an Anlagenbetreiber, deren Anlagen direkt an die Netze der ÜNB angeschlossen sind, sowie Zahlungen an Verteilnetzbetreiber zum Ausgleich von deren Förderzahlungen an Anlagenbetreiber abzüglich vermiedener Netzentgelte)
  2. Ausgaben aufgrund einer Verordnung zur Ausschreibung der Förderung von Freiflächenanlagen nach § 88 EEG, sofern diese dort als Ausgaben im Sinne des § 3 Abs. 4 AusglMechV benannt werden
  3. die nach § 57 Abs. 2 EEG den VNB erstatteten Kosten für die Nachrüstung von PV-Anlagen gemäß Anforderungen der Systemstabilitätsverordnung
  4. Ausgaben aufgrund der Verzinsung der Differenzbeträge zwischen Einnahmen und Ausgaben gem. § 3 Abs. 5 AusglMechV (Sollverzinsung)
  5. Rückzahlungen an EVU gem. Jahresabrechnung (§ 73 Abs. 2 EEG)
  6. notwendige Kosten der ÜNB für den untertägigen Ausgleich
  7. notwendige Kosten aus der Abrechnung der Ausgleichsenergie für den EEG-Bilanzkreis
  8. notwendige Kosten für die Erstellung von Prognosen für die Vermarktung nach § 2 AusglMechV
  9. notwendige Kosten für die Börsenzulassung und Handelsanbindung
  10. notwendige Kosten der Transaktionen für die Erfassung der Ist-Werte, die Abrechnung und den horizontalen Belastungsausgleich
  11. notwendige Kosten für die IT-Infrastruktur, das Personal und Dienstleistungen

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

12. notwendige Kosten für die Ermittlung der EEG-Umlage, die Erstellung der Prognosen und die Ermittlung der EEG-Vorausschau entsprechend §§ 3, 5 und 6 AusglMechV
  13. notwendige Zahlungen von Zinsen zur Finanzierung von Differenzbeträgen, sofern der tatsächlich angefallene Sollzinssatz den vorgesehenen Zinssatz gemäß § 3 Abs. 5 AusglMechV übersteigt
  14. notwendige Kosten für Differenzen zwischen den nach § 3 Absatz 5 Satz 2 AusglMechV anzusetzenden Erträgen aus Haben-Zinsen und den tatsächlich angefallenen Erträgen aus Haben-Zinsen
  15. notwendige Zahlungen für die Bereitstellung von Kreditlinien zur Finanzierung von Differenzbeträgen zwischen Einnahmen und Ausgaben gem. § 3 Abs. 5 AusglMechV (Soll-Verzinsung)
  16. Bonuszahlungen im Rahmen des Anreizmechanismus zur bestmöglichen Vermarktung nach § 7 Abs. 5 bis 7 AusglMechAV.
- (8) Die einzelnen Einnahmen- und Ausgabenpositionen nach Absatz 1 sind ihrer Art nach abstrakt zu erläutern. Wenn Sondereffekte aufgetreten sind, die einen bedeutenden Einfluss auf die Einnahmen oder Ausgaben haben, sind diese konkret zu erläutern (§ 3 Abs. 3 AusglMechAV).

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

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

- (1) Nach § 5 AusglMechV 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 muss es einem sachkundigen Dritten ermöglichen, ohne weitere Informationen die Ermittlung der EEG-Umlage vollständig nachzuvollziehen.
- (2) Gemäß § 6 AusglMechV veröffentlichen die ÜNB bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres eine Vorausschau für die Entwicklung des Ausbaus der erneuerbaren

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

Energien für die folgenden fünf Kalenderjahre. Zu veröffentlichen ist jeweils getrennt für die Energieträger nach § 6 Abs. 2 AusglMechV die prognostizierte Entwicklung der installierten Leistung der EEG-Anlagen, der Volllaststunden, der erzeugten Jahresarbeit, der an die Anlagenbetreiber auszahlenden EEG-Förderungen, der Aufteilung der eingespeisten Strommengen auf die Veräußerungsformen nach § 20 Abs. 1 EEG und der vermiedenen Netzentgelte sowie die Entwicklung des Letztverbraucherabsatzes in den Kategorien nach § 6 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 AusglMechV. Die voraussichtlich direkt vermarkteten Strommengen sind zu berücksichtigen. Die Prognose ist nach dem Stand von Wissenschaft und Technik zu erstellen. Die verwendeten Datengrundlagen und Annahmen sind anzugeben.

- (3) Die o. g. Veröffentlichungen erfolgen in einem einheitlichen Format auf der gemeinsamen Internetseite der ÜNB ([www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de)).

**9.4.3.2 Veröffentlichung der Jahresabrechnung der angeschlossenen EEG-Anlagen**

- (1) § 73 Abs. 1 EEG verpflichtet die rÜNB, die von den Betreibern der unmittelbar oder mittelbar nach § 11 Abs. 2 EEG 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 9.2.2)
  2. Einspeisemengen in Veräußerungsformen nach § 20 Abs. 1 Nr. 3 und 4 EEG, aufgeteilt nach EEG-Vergütungskategorien
  3. tatsächlich geleistete Förderzahlungen
  4. vermiedene Netzentgelte
  5. direkt vermarktete Strommengen getrennt nach Veräußerungsformen gemäß § 20 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG
  6. tatsächlich geleistete Prämienzahlungen

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

7. tatsächlich geleistete finanzielle Förderungen für die Bereitstellung installierter Leistung nach §§ 52 bis 54 EEG
8. Kosten der Nachrüstung von PV-Anlagen gemäß § 57 Abs. 2 EEG
9. umlagepflichtige eigenverbrauchte Mengen
10. die für eigenverbrauchte Mengen erhaltenen Umlagezahlungen.

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

- (1) § 3 AusglMechAV verpflichtet 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 vgl. Abschnitt 9.4.2.2 Absätze (6) und (7)]. Die Einnahmen und Ausgaben aus der Vermarktung des Stroms sind nach Spotmarktprodukten gem. § 1 AusglMechAV aufzuschlüsseln. Die Liquiditätsreserve ist gesondert auszuweisen. Eine Veröffentlichung der zusammengefassten Werte mehrerer ÜNB ist zulässig.
- (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.

### **9.4.3.4 Prüfungsvermerk des Wirtschaftsprüfers des rÜNB zur Jahresabrechnung**

Nach § 75 Satz 2 EEG i. V. m. § 73 Abs. 2 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 sowie die Endabrechnung mit den EVU muss der Prüfungsvermerk folgende Angaben enthalten:

1. EEG-Einspeisungen in der Regelzone (energieartenscharf und getrennt nach Veräußerungsform)
2. Förderzahlungen (energieartenscharf und getrennt nach Veräußerungsform)

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

3. Finanzielle Förderung für die Bereitstellung installierter Leistung (Biogas)
4. Vermiedene Netzentgelte (energieartenscharf)
5. EEG-umlagepflichtiger privilegierter und nicht privilegierter Letztverbrauch in der Regelzone sowie die geleisteten Umlagezahlungen
6. Umlagepflichtige Eigenversorgungsmengen
7. die für Eigenversorgungsmengen erhaltenen Umlagezahlungen
8. Kosten der Nachrüstung von PV-Anlagen gemäß § 57 Abs. 2 EEG.

### **9.4.3.5 Jahresabrechnung des rÜNB gegenüber den Lieferanten, Eigenversorgern und Letztverbrauchern**

- (1) Nach § 73 Abs. 2 EEG sind rÜNB verpflichtet, den Lieferanten, für die sie regelverantwortlich sind, die Jahresabrechnung bis zum 31. Juli des Folgejahres vorzulegen. Für Eigenversorgungsfälle nach § 7 Abs. 1 AusglMechV legen die ÜNB ebenfalls den Eigenversorgern die Jahresabrechnung vor.
- (2) Diese Abrechnung basiert auf dem Prüfungsvermerk der Lieferanten/Eigenversorger über die voll umlagepflichtigen und die privilegierten 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. 7 AusglMechV bis 30. September des auf die Einspeisung folgenden Jahres ausgeglichen.

### **9.4.3.6 Erstellen eines Berichts über die Datenermittlung**

ÜNB sind nach § 77 Abs. 1 Nr. 2 EEG verpflichtet, unverzüglich nach dem 30. September des Folgejahres einen Bericht über die Ermittlung der nach §§ 70 bis 74 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.



## 9.4.4 Meldungen an die Bundesnetzagentur

### 9.4.4.1 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 Verfahrensanweisung sowie ihre etwaigen Änderungen der BNetzA vor ihrer ersten Anwendung anzuzeigen. Die Vertragsvereinbarungen sind auf Verlangen der BNetzA vorzulegen (§ 8 Abs. 4 AusglMechAV).
- (2) Die ÜNB sind nach § 5 Abs. 3 AusglMechAV verpflichtet, der BNetzA auf Aufforderung die Kontoauszüge und die Daten der internen Buchführung vorzulegen.

### 9.4.4.2 Jährliche Meldungen

- (1) Die ÜNB sind nach § 4 Abs. 3 AusglMechAV verpflichtet, auf Aufforderung der BNetzA, jedenfalls aber bis spätestens zum 31. März für alle Viertelstunden des Vorjahres die Preise und Mengen des im börslichen Handel beschafften oder veräußerten Stroms zu übermitteln. Diese Übertragung muss gemäß § 4 Abs. 4 AusglMechAV auf elektronischem Weg erfolgen.
- (2) Nach § 76 Abs. 1 EEG sind die ÜNB verpflichtet, die Jahresabrechnung der an das Netz der ÜNB angeschlossenen EEG-Anlagen zum 31. Mai des Folgejahres der

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

BNetzA mittels der auf deren Internetseiten zur Verfügung gestellten Formularvorlagen in elektronischer Form vorzulegen. Nach § 9 Abs. 6 AusglMechV sind auch die Angaben zur Jahresabrechnung für die Eigenversorgungsfälle nach § 7 Abs. 1 AusglMechV an die BNetzA zu übermitteln.

- (3) Nach § 76 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.
- (4) Nach § 4 Abs. 1 AusglMechAV sind die ÜNB verpflichtet, ihre Einnahmen und Ausgaben aus dem Vorjahr aufgeschlüsselt nach § 3 AusglMechV und § 6 AusglMechAV unverzüglich der BNetzA mitzuteilen. [Auflistung der zu veröffentlichenden Einnahmen und Ausgaben vgl. Abschnitt 9.4.2.2 Absätze (6) und (7)]. Diese Übertragung muss gemäß § 4 Abs. 4 AusglMechAV auf elektronischem Weg erfolgen.
- (5) Die rÜNB sind verpflichtet, der BNetzA bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres die Ermittlung der EEG-Umlage für das folgende Kalenderjahr transparent mitzuteilen (§ 5 Abs. 3 AusglMechV i. V. m. § 4 Abs. 4 AusglMechAV). Die Mitteilungspflicht umfasst insbesondere die Datengrundlagen, Annahmen, Rechenwege, Berechnungen und Endwerte, die in die Ermittlung eingeflossen sind. Ebenso sind Prognosen, wie sich der Differenzbetrag nach § 3 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 AusglMechV auf Bestands- und Neuanlagen sowie auf verschiedenen LV-Gruppen verteilt, zu übermitteln. 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.
- (6) Vor der Berechnung der EEG-Umlage sind nach § 6 Abs. 2 AusglMechAV der BNetzA die Richtigkeit und Notwendigkeit der Kostenpositionen nachzuweisen. Der weitere Umfang der Nachweispflicht ist in § 6 Abs. 2 AusglMechAV dargestellt.
- (7) ÜNB, die einen Bonus nach § 7 AusglMechAV geltend machen möchten, sind nach § 7 Abs. 6 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.

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- (8) Die der BNetzA nach den Absätzen (1), (5) und (6) mitzuteilenden Daten einschließlich der zu ihrer Überprüfung notwendigen Daten sind in elektronischer Form vorzulegen. Die Formularvorlagen der BNetzA sind, soweit bereitgestellt, 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 01. August 2014 (BGBl. I S. 1066).
- /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.
- /3/ Zweites Gesetz zur Änderung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes vom 29. Juni 2015 (BGBl. I. S. 1010).
- /4/ EnWG: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Artikel 15 des Gesetzes vom 28. Juli 2015 (BGBl. I S. 1400).
- /5/ KWKG: 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 13 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066).
- /6/ BiomasseV: Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung – BiomasseV) vom 21. Juni 2001 (BGBl. I S. 1234), zuletzt geändert durch Artikel 12 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066).
- /7/ SDLWindV: Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung – SDLWindV) vom 3. Juli 2009 (BGBl. I S. 1734), zuletzt geändert durch Artikel 3 der Verordnung vom 06. Februar 2015 (BGBl. I S. 108).
- /8/ AusglMechV: Verordnung zum EEG-Ausgleichsmechanismus (Ausgleichsmechanismusverordnung) vom 17. Februar 2015 (BGBl. I S. 146).
- /9/ AusglMechAV: Verordnung zur Ausführung der Verordnung zum EEG-Ausgleichsmechanismus (Ausgleichsmechanismus) vom 22. Februar 2010 (BGBl. I S. 134), zuletzt geändert durch Artikel 2 der Verordnung vom 17. Februar 2015 (BGBl. I S. 146).
- /10/ AnlRegV: Verordnung über ein Register für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas (Anlagenregisterverordnung –AnlRegV) vom 1. August 2014 (BGBl. I S. 1320), zuletzt geändert durch Artikel 3 der Verordnung vom 17. Februar 2015 (BGBl. I S. 146).

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- /11/ ARegV: Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV) vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), zuletzt geändert durch Artikel 2 der Verordnung vom 9. März 2015 (BGBl. I S. 279).
- /12/ SysStabV: Verordnung zur Gewährleistung der technischen Sicherheit und Systemstabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes (Systemstabilitätsverordnung - SysStabV) vom 20. Juli 2012 (BGBl. I S. 1635), zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 9. März 2015 (BGBl. I S. 279).
- /13/ FFAV: Verordnung zur Ausschreibung der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen (Freiflächenausschreibungsverordnung) vom 6. Februar 2015 (BGBl. I. S. 108).
- /14/ 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) vom 11. Juli 2006, Bundesnetzagentur, geändert durch den Beschluss BK6-11-150 vom 28. Oktober 2011.
- /15/ BNetzA: Festlegung BK6-07-002 vom 10. Juni 2009 „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS)“.
- /16/ BNetzA: Mitteilung Nr. 5 vom 01. März 2011 zur Festlegung BK6-07-002 vom 10. Juli 2009 „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS)“, online unter <http://www.bundesnetzagentur.de> → Beschlusskammern → BK6 → MaBiS-Mitteilungen.
- /17/ BNetzA: Mitteilung Nr. 8 vom 04. Juni 2013 zur Festlegung BK6-07-002 vom 10. Juli 2009 „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS)“, online unter <http://www.bundesnetzagentur.de> → Beschlusskammern → BK6 → MaBiS-Mitteilungen.
- /18/ BNetzA: Leitfaden zur Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund eines Antrages auf Erweiterungsfaktor nach § 4 Abs. 4 Nr. 1 i. V. m. § 10 ARegV, Stand: Mai 2011, online unter [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de) → Sachgebiete → Elektrizität/Gas → Erhebung von Unternehmensdaten → Erweiterungsfaktor – Erlösobergrenzen.
- /19/ BNetzA: Positionspapier BK6-10-164 zur verbesserten Prognose und Bilanzierung von Solarstromeinspeisungen, Beschlusskammer 6, November 2010, und Konkretisierung der im Positionspapier genannten Maßnahmen, 07. Januar 2011,

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

beide Dokumente online unter [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de) → Beschlusskammern → BK6 → Positionspapier zur verbesserten Prognose und Bilanzierung von Solarstrom-einspeisungen.

- /20/ BNetzA: Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement - Abschaltreihenfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte, Version 2.1, 07.März 2014.
- /21/ BNetzA: Festlegung zur Anpassung der Marktprozessen für Einspeisestellen (Strom) an das EEG 2014, Beschlusskammer 6, BK6-14-110, 29. Januar 2015.
- /22/ HkNV: Verordnung über Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien (Herkunftsnachweisverordnung) vom 28. November 2011 (BGBl. S. 2447), zuletzt geändert durch Artikel 19 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066).

**Urteile des Bundesgerichtshofes**

- /23/ Bundesgerichtshof: Az. VIII ZR 262/12: Zur Definition des Begriffes „Anlage“ nach § 3 Nr. 1 EEG 2009, Urteil vom 23. Oktober 2013, [Link](#).
- /24/ Bundesgerichtshof: Az. VIII ZR 21/07: Zum EEG (2004) § 4 Abs. 2, § 13 Abs. 1 Satz 1, Abs. 2 Satz 1, , Urteil vom 01. Oktober 2008, [Link](#).
- /25/ Bundesgerichtshof: Az. VIII ZR 288/05, RdE: Zu den Voraussetzungen des Anspruchs des Einspeisewilligen gegen den Netzbetreiber aus § 4 Abs. 2 Satz 2 Halbs. 2 in Verbindung mit § 4 Abs. 2 Satz 1 und Satz 2 Halbs. 1 EEG (2004) auf Ausbau des Netzes, Urteil vom 18. Juli 2007, 2008 S. 18, 21 (Tz. 16), [Link](#).
- /26/ Bundesgerichtshof: Az. VIII ZR 42/06: Zu EEG 2004 § 5 Abs. 1 Satz 1, § 4 Abs. 1 und 5, Urteil vom 28. März 2007, [Link](#).
- /27/ Bundesgerichtshof: Az. EnVR 8/11: Zu StromNEV § 17; EEG 2004 § 4 Abs. 5 (EEG § 8 Abs. 2), Urteil vom 27. März 2012, [Link](#).
- /28/ Bundesgerichtshof: Az.: EnZR 73/12, Beschluss vom 12. Juli 2013, [Link](#).
- /29/ Bundesgerichtshof: Az. VIII ZR 362/11: Zu EEG 2009 § 5; BGB § 242 Cd, Urteil vom 10. Oktober 2012, [Link](#).
- /30/ Bundesgerichtshof: Az.: VIII ZR 79/14, Urteil vom 19. November 2014, [Link](#).
- /31/ Bundesgerichtshof: Az. VIII ZR 35/09: Zu EEG 2004 § 14 Abs. 3, Urteil vom 09. Dezember 2009, [Link](#).
- /32/ Bundesgerichtshof: Az.: VIII ZR 56/14: Zu EEG 2004 § 14 Abs. 3 und 6; EEG 2006 § 14 Abs. 3, § 14a Abs. 5 und 7, Urteil vom 6. Mai 2015, [Link](#).

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

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

- /33/ Clearingstelle EEG: Votum 2008/14 vom 19. September 2008: Anspruch auf Netzausbau, wirtschaftliche Zumutbarkeit, [Link](#).
- /34/ Clearingstelle EEG: Verfahren 2008/49: Anlagenzusammenfassung gemäß § 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2009, [Link](#).
- /35/ Clearingstelle EEG: Empfehlung 2010/2: Konversionsflächen, 01. Juli 2010, [Link](#).
- /36/ Clearingstelle EEG: Verfahren 2011/2: Eigenverbrauch von Solarstrom nach § 33 Abs. 2 EEG 2009, [Link](#).
- /37/ Clearingstelle EEG: Hinweis 2011/10: „Gebäude“ und „Lärmschutzwand“ im EEG 2009 und EEG 2012, 16. Dezember 2011, [Link](#).
- /38/ Clearingstelle EEG: Verfahren 2011/11: Anlagenzubau bei Degressionsschritt, [Link](#).
- /39/ Clearingstelle EEG: Hinweis 2011/23: Grundstücksbegriff gemäß § 5 Abs. 1 Satz 2 EEG 2009/EEG 2012, [Link](#).
- /40/ Clearingstelle EEG: Verfahren 2012/7: Zuständigkeit für Messstellenbetrieb und Messung nach § 7 Abs. 1 EEG 2012, [Link](#).
- /41/ Clearingstelle EEG: Hinweis 2012/21: Versetzen von PV-Anlagen, [Link](#).
- /42/ Clearingstelle EEG: Hinweis 2012/24: Anwendungsfragen des § 23 Abs. 2 EEG 2012 zur Erhöhung des Leistungsvermögens von Wasserkraftanlagen, 22. März 2013, [Link](#).
- /43/ Clearingstelle EEG: Hinweis 2013/19: Messung beim Marktintegrationsmodell (§ 33 Abs. 4 EEG 2012), [Link](#).
- /44/ Clearingstelle EEG: Hinweis 2013/20: Auslegung und Anwendung von § 5 Abs. 5 und Abs. 6 EEG 2009/EEG 2012 sowie § 4 Abs. 1 und Abs. 2 EEG 2009/ EEG 2012, 15. Mai 2015, [Link](#).
- /45/ Clearingstelle EEG: Empfehlung 2014/27: Zulassung der Anlage nach Bundesrecht, 30. April 2015, [Link](#).
- /46/ Clearingstelle EEG: Empfehlung 2014/31: Einzelfragen zur Anwendung des § 61 EEG 2014 bei EE-Anlagen, 2. Juni 2015 [Link](#).

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

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

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

### Niederspannung:

- /47/ VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“, August 2011.
- /48/ BDEW: TAB 2007: Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz, Stand Juli 2007, Ausgabe 2011.
- /49/ BDEW: Ergänzung zu den TAB 2007: Umsetzung des § 33 Abs. 2 EEG 2009 und des § 4 Abs. 3a KWK-G 2009; Oktober 2009.

### Mittelspannung:

- /50/ BDEW: Technische Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Ausgabe Juni 2008.
- /51/ BDEW: Ergänzung zur Technischen Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Festlegung von Übergangsfristen für bestimmte technische Anforderungen der Richtlinie für Photovoltaikanlagen, Brennstoffzellenanlagen und Erzeugungsanlagen mit Verbrennungskraftmaschinen, Januar 2009.
- /52/ BDEW: 2. Ergänzung zur Technischen Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Festlegung von Übergangsfristen für bestimmte technische Anforderungen, Ausgabe Juni 2008, Stand: Juli 2010.
- /53/ BDEW: 3. Ergänzung zur Technischen Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Festlegung von Übergangsfristen für bestimmte technische Anforderungen, Ausgabe Juni 2008, Stand: Februar 2011.
- /54/ BDEW: 3. Ergänzung zur Technischen Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Festlegung von Übergangsfristen für bestimmte technische Anforderungen, Ausgabe Juni 2008, Stand: Januar 2013.

### Hoch- und Höchstspannung:



Umsetzungshilfe zum EEG 2014

/55/ 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.

#### Technische Richtlinien für Windenergieanlagen

/56/ Fördergesellschaft Windenergie und andere erneuerbare Energien e. V. (FGW): Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 5, 30. Januar 2013, [Link](#).

#### **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.

/57/ BDEW: Energie-Info: Fragen und Antworten zum EEG 2009 – Netzanschluss und Netzausbau, 2. Auflage, 28. Februar 2010, [Link](#).

/58/ BDEW: Energie-Info: Fragen und Antworten zum EEG 2012, Ausgabe „Direktvermarktung“, Berlin, 7. November 2012, [Link](#).

/59/ BDEW: Energie-Info: Fragen und Antworten zum EEG 2012, Ausgabe „Wasserkraft“, Berlin, 7. November 2012, [Link](#).

/60/ BDEW: Energie-Info: Fragen und Antworten zum EEG 2012, Ausgabe „Einspeisemanagement“, 2. Auflage, Berlin, 16. Oktober 2013, [Link](#).

/61/ BDEW: Energie-Info: „Fragen und Antworten zum EEG 2014 – Ausgabe Einspeisemanagement“, Berlin, 29. Mai 2015, [Link](#).

/62/ BDEW: Energie-Info: „Fragen und Antworten zum EEG 2009“, Ausgabe „Messung und Messeinrichtungen“, 1. Auflage; Berlin, 28. Februar 2010, [Link](#).

/63/ BDEW: Anwendungshilfe zu den wesentlichen Änderungen des EEG 2014 gegenüber den Vorgängerfassungen und den Förderbedingungen für Neuanlagen („Anwendungshilfe zum EEG 2014“, Berlin, 31. Juli 2014, [Link](#).

/64/ BDEW: Anwendungshilfe zu den Fördergrundlagen des EEG 2014, Berlin, 11. Mai 2015, [Link](#).

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- /65/ BDEW: Anwendungshilfe zur EEG-Anlagenregistrierungsverordnung, Berlin, 12. Februar 2015, [Link](#).
- /66/ BDEW: Anwendungshilfe "Hinweise zur Anwendung des EEG-Anlagenbegriffs gemäß dem BGH-Urteil vom 23. Oktober 2013 (Az. VIII ZR 262/12)", Berlin, 16. Dezember 2013, [Link](#).
- /67/ BDEW: Anwendungshilfe zur EEG-Umlage nach dem EEG 2014 (insbesondere zu Eigenversorgung, Umsetzung der Ausgleichsmechanismusverordnung), Berlin, 22. Mai 2015, [Link](#).
- /68/ BDEW: Fragen und Antworten zur Systemstabilitätsverordnung - Teil 1 und 2 (Weitere Erzeugungsanlagen); Berlin, 16. Oktober 2013 und 13. März 2015, [Link](#).
- /69/ BDEW: Fragen und Antworten zum EEG 2014 - Ausgabe "Biomasse", Berlin, 11. Mai 2015, [Link](#).
- /70/ BDEW: Fragen und Antworten zum EEG 2014 - Ausgabe "Solarstrom" (Freiflächen-ausschreibungsverordnung), Berlin, 29. Mai 2015, [Link](#).
- /71/ BDEW: Fragen und Antworten zur Fernsteuerbarkeit nach § 36 EEG 2014, Berlin, 29. Mai 2015, [Link](#).

### **Weitere Verbandsmaterialien:**

- /72/ VDN: Kalkulationsleitfaden § 18 StromNEV, Verband der Netzbetreiber (VDN) e.V. beim VDEW, Berlin, 3. März 2007, [Link](#).
- /73/ BDEW/VKU: Beiblatt zum Kalkulationsleitfaden nach § 18 StromNEV (Direktvermarktung von Strom aus EEG-Anlagen), Berlin, 9. Oktober 2009, [Link](#).
- /74/ BDEW: Prozessleitfaden für Netzbetreiber zur Nachrüstung von Photovoltaikanlagen gemäß der Systemstabilitätsverordnung (SysStabV), Berlin, 7. Juni 2013, [Link](#).
- /75/ FNN: Hinweise zur technisch/betrieblichen Umsetzung des Einspeisemanagements, Juni 2012, [Link](#).
- /76/ BDEW, VKU, BEE, BWE, BDW, Fachverband Biogas, BSW-Solar, AGFW, IVG: Gemeinsame Verbändeempfehlung Ermittlung von Entschädigungszahlungen nach § 12 Abs. 1 EEG 2009, 13. Januar 2012, [Link](#).

## Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Anreizregulierungsverordnung /11/
AnlRegV	Anlagenregisterverordnung /10/
AusglMechAV	Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung /9/
AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung /8/
avNB	abnahme- und vergütungspflichtiger Netzbetreiber
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BauGB	Baugesetzbuch
BauNVO	Verordnung über die bauliche Nutzung der Grundstücke (Baunutzungsverordnung)
BIKO	Bilanzkoordinator
BGH	Bundesgerichtshof
BImSchG	Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz)
BioSt-NachV	Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung
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
BNatSchG	Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege (Bundesnaturschutzgesetz)
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur)

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

EAG EE	Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien
EEG	EEG 2014
EEG 2000	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 29.03.2000
EEG 2004	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 21.07.2004
EEG 2009	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 25.10.2008
EFR	Europäische Funkrundsteuerung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz /4/
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FFAV	Freiflächenausschreibungsverordnung /13/
FGW	Fördergesellschaft Windenergie und andere erneuerbare Energien e. V.
GPKE	Geschäftsprozesse für die Kundenbelieferung mit Elektrizität /14/
IDW	Institut der Wirtschaftsprüfer
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz /5/
LVA	Letztverbraucherabsatz
MaBiS	Marktregeln für die Bilanzierung von Strom /15/
MaPrV	Managementprämienverordnung
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
rLM	registrierende Leistungsmessung
rÜNB	regelverantwortlicher Übertragungsnetzbetreiber
SDLWindV	Systemdienstleistungsverordnung /7/
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
SysStabV	Systemstabilitätsverordnung /12/

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

TA Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e. V.
VNB	Verteilnetzbetreiber
vNNE	Vermiedene Netznutzungsentgelte

## Abbildungsverzeichnis

<i>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).....</i>	23
<i>Abbildung 2: Messaufbau bei kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe.....</i>	39
<i>Abbildung 3: EEG-Ausgleichsmechanismus ab August 2014 (ohne vergüteten Solarstrom-Eigenverbrauch nach EEG 2009).....</i>	112
<i>Abbildung 4: Vertikale Wälzung zwischen Anlagenbetreiber, avNB und dem rÜNB (ohne vergüteten Solarstrom-Eigenverbrauch nach EEG 2009).....</i>	113
<i>Abbildung 5: Verfahren zur Berücksichtigung von PV-Eigenverbrauch.....</i>	117
<i>Abbildung 6: 21 Überführungszeitreihen, Ausprägung energieartenscharf und sortenrein (Hinweis: Zeitreihen SOT und SO2 dürfen nicht mehr genutzt werden.).....</i>	119
<i>Abbildung 7: Horizontaler Belastungsausgleich zwischen den ÜNB.....</i>	123
<i>Abbildung 8: Vermarktung des EEG-Stroms durch ÜNB.....</i>	124
<i>Abbildung 9: Erhebung der EEG-Umlage.....</i>	125
<i>Abbildung 10: Datenfluss der Anlagenstammdaten und der unterjährig verfügbaren Bewegungsdaten, Überblick.....</i>	139
<i>Abbildung 11: Datenfluss und Veröffentlichung der Jahresabrechnungsdaten, Überblick..</i>	139

## Anhänge zur Umsetzungshilfe zum EEG 2014

### Anhang 1: Zeitreihentypen für die EEG-Strom-Aufnahme und -Weitergabe

#### Zeitreihentypen für die EEG-Abwicklung:

Quelle: BNetzA: Mitteilung Nr. 5 vom 01.03.2011 zur MaBiS, siehe /16/

#### 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 Geothermieranlagen im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Lastgangzählung
<b>G E P</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Geothermieranlagen im Bilanzierungsgebiet, erfasst durch Standardeinspeisepprofile
<b>G E T</b>	Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Geothermieranlagen 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

Umsetzungshilfe zum EEG 2014



## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

<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

<b>ZR– Typ</b>	<b>Inhalt</b>
<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

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

	EEG, erfasst durch Standardeinspeisepprofile
<b>G E 3</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Geothermieranlagen 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 Standardeinspeisepprofile
<b>W F 3</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Offshore-Windenergieanlagen im VNB-BK für EEG, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile
<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 Standardeinspeisepprofile
<b>W N 3</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Onshore-Windenergieanlagen im VNB-BK für EEG, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile
<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 Standardeinspeisepprofile
<b>W A C</b>	Überführung der Summe der Einspeisung von EEG-Strom aus Wasserkraftanlagen im VNB-BK für EEG, erfasst durch tagesparameterabhängige Einspeisepprofile

Die EEG-Überführungszeitreihen erhalten eine eigene Zählpunktbezeichnung.

## Anhang 2: Vorschlag für Berichte der Netzbetreiber nach § 77 EEG

### Anhang 2.1: Bericht der VNB nach § 77 Abs. 1 Nr. 2 EEG

avNB wird empfohlen, sich bei der Erstellung des Berichts nach § 77 Abs. 1 Nr. 2 EEG an folgendem unverbindlichem Muster zu orientieren. Dieser Bericht ist um Ausführungen zu den Kosten für die Nachrüstung von PV-Anlagen nach § 57 Abs. 2 EEG zu ergänzen (s. hierzu BDEW-Prozessleitfaden /74/).

## Bericht nach § 77 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2014

### EEG-Einspeisungen im Jahr 20xx

<b>Netzbetreiber (VNB):</b>	[VNB AG/GmbH]
Betriebsnummer der Bundesnetzagentur:	[---Nr.---]
Netznummer der Bundesnetzagentur:	[Nr.]
Vorgelagerter Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB):	[ÜNB AG/GmbH]

### Einleitung

Gemäß § 77 Abs. 1 Nr. 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 (EEG 2014) ist der Netzbetreiber verpflichtet, einen Bericht über die Ermittlung der nach den §§ 70 bis 74 EEG 2014 mitgeteilten Daten zu veröffentlichen. Dieser Pflicht kommt die [VNB AG/GmbH] mit diesem Dokument nach.

### Grundsystematik

Die gemäß § 19 sowie §§ 52 bis 54 EEG 2014 durch den aufnahmeverpflichteten Verteilnetzbetreiber an die Anlagenbetreiber geleisteten finanziellen Förderungen werden dem aufnahmeverpflichteten Verteilnetzbetreiber gemäß § 57 EEG durch den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber nach Saldierung der nach § 18 Abs. 2 Stromnetzentgeltverordnung ermittelten vermiedenen Netzentgelte, erstattet.

[Ergänzung für das Berichtsjahr 2014: Dies entspricht für das Berichtsjahr 2014 auch der bis zum 31. Juli 2014 geltenden Rechtslage nach dem EEG 2012.]

[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 finanzielle Förderung und den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Daten gemäß §§ 70, 71 und 74 EEG 2014 i. V. m. § 9 der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) angefordert, sofern sie nicht bereits vorlagen. Die in die Formulare eingearbeiteten Angaben sind für jede Anlage unter [Internetseite der VNB AG/GmbH] ersichtlich.

[Ergänzung ab dem Berichtsjahr 2015: Soweit für die Abwicklung des EEG-Belastungsausgleichs durch den/die [VNB AG/GmbH] notwendig, wurden auch die nach § 7 AusglMechV notwendigen Daten von Betreibern von Stromerzeugungsanlagen angefordert, sofern sie nicht bereits vorlagen.]

[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 § 72 EEG i. V. m. § 9 Abs. 3 und 4 AusglMechV 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 § 75 EEG bescheinigt. Ein Exemplar des Prüfungsvermerkes wurde der [ÜNB AG/GmbH] zur Verfügung gestellt.

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

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

### **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. § 32 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 § 77 Abs. 1 Nr. 2 EEG

ÜNB wird empfohlen, sich bei der Erstellung des Berichts nach § 77 Abs. 1 Nr. 2 EEG an folgendem unverbindlichem Muster zu orientieren. Dieser Bericht ist um Ausführungen zu den Kosten für die Nachrüstung von PV-Anlagen nach § 52 Abs. 2 EEG zu ergänzen (s. hierzu BDEW-Prozessleitfaden /74/).

### Bericht nach § 77 Abs. 1 Nr. 2 EEG (ÜNB)

Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind nach § 77 Abs. 1 Nr. 2 EEG verpflichtet, auf ihren Internetseiten einen Bericht über die Ermittlung der von ihnen zur Jahresabrechnung nach § 70 bis 74 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 § 77 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 § 11 EEG für mittelbar und unmittelbar angeschlossene EEG-Anlagen als auch die Rolle des regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) im Sinne des § 5 Nr. 31 EEG. 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 §§ 19 und 52 bis 54 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 Förderungen für direktvermarktete Anlagen auszahlen.

Des Weiteren führt die [ÜNB AG/GmbH] den horizontalen Belastungsausgleich mit den drei anderen ÜNB durch. Der nach dem horizontalen Ausgleich bei [ÜNB AG/GmbH] verbleibende EEG-Strom wird an einer Strombörse vermarktet (gem. § 2 AusglMechV i. V. m. § 1 AusglMechAV). Die Differenz zwischen den Ausgaben (z. B. Förderzahlungen an die nach §§ 11 und 19 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 und an die Eigenversorger umgelegt (vgl. §§ 60 und 61 EEG i. V. m. §§ 3 und 7 Abs. 1 AusglMechV).

#### 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 finanziellen Förderungen und den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Daten gemäß §§ 70, 71 und 74 EEG i. V. m. § 9 AusglMechV angefordert, sofern sie der [ÜNB AG/GmbH] nicht bereits vorlagen. Die Angaben sind für jede Anlage unter [Internetseite der VNB AG/GmbH] ersichtlich.

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

#### 3. Ermittlung der in der Regelzone eingespeisten und vergüteten EEG-Strommengen und Eigenversorgungsmengen nach § 7 Abs. 2 AusglMechV

Zum \_\_\_\_\_ wurden die VNB aufgefordert, bis zum 31. Mai die in § 72 EEG i. V. m. § 9 Abs. 2 und 3 AusglMechV vorgesehenen Daten bereitzustellen und durch einen Wirtschaftsprüfer oder vereidigten Buchprüfer bescheinigen zu lassen.

Nach dem 31. Mai wurden die Daten der VNB automatisiert und manuell plausibilisiert sowie mit den eingegangenen Prüfungsvermerken von Wirtschaftsprüfern bzw. vereidigten Buchprüfern abgeglichen.

Die elektronischen Meldungen sowie die Prüfungsvermerke enthalten die im jeweiligen Netz eingespeisten EEG-Strommengen separiert nach Vergütungsklassen/Energiearten. Außerdem wurden die durch die VNB die an Anlagenbetreiber ausgezahlten finanziellen Förderungen sowie die in Abzug gebrachten vermiedenen Netzent-

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

gelte gemäß § 18 Abs. 2 StromNEV gemeldet und bescheinigt. Weiterhin enthielten die Meldungen und Prüfungsvermerke die Angaben über die Erhebung der EEG-Umlage von Letztverbrauchern und Eigenversorgern nach § 9 Abs. 3 und 4 AusglMechV.

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

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

In der Regelzone [ÜNB AG/GmbH] betrug die Einspeisung aus EEG-Anlagen nach § 37, § 38 und § 100 EEG im Betrachtungszeitraum xxx,xx GWh. Dafür wurden an Anlagenbetreiber Mindestvergütungen in Höhe von xxx,xx T€ ausgezahlt. Des Weiteren wurden xxx,xx GWh nach § 34 EEG direkt vermarktet. Die Prämienzahlungen beliefen sich auf xxx,xx T€. Vor der Weitergabe in den bundesweiten Ausgleich sind von den o. g. Förderungen xxx,xx T€ vermiedene Netzentgelte in Abzug gebracht worden. Im Weiteren wurden systementlastende Korrekturen sowie Korrekturen aufgrund rechtskräftiger Gerichtsentscheidungen bzw. entsprechender Prüfungsvermerke der Wirtschaftsprüfer aus Vorjahren berücksichtigt. In Summe führen diese in der Jahresabrechnung zu einer zu berücksichtigenden EEG-Strommenge in Höhe von xxx,xx GWh und zu einer monetären [Belastung/Entlastung] in Höhe von xxx,xx T€.

### 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 § 74 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 Prüfungsvermerken von Wirtschaftsprüfern bzw. vereidigten Buchprüfern bzw. mit den Eigenmeldungen abgeglichen.

Die bescheinigten Letztverbrauchsmengen sowie die Angaben zu Kunden nach §§ 63 bis 65 EEG bilden die Grundlage für die Umlagepflicht der EVU nach § 60 Abs. 1 EEG. Für die nicht privilegierten Strommengen betrug die Höhe der EEG-Umlage gem. Veröffentlichung der ÜNB vom 15. Oktober 20xx ([www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de)) x,xxx ct/kWh. Die privilegierten Strommengen werden dabei mit einer nach §§ 63 bis 65 EEG 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. Diese Darstellung ist für die Endabrechnung 2015 erstmals gültig.

Letztverbrauch	Mengen in MWh	Umlagezahlungen in €
Letztverbrauch gesamt		
davon privilegierter LV		
davon 15 % Umlage		
davon 0,05 ct/kWh		
davon 0,1 ct/kWh		
davon 20 % Umlage		
davon indiv. Umlage		
davon Eigenverbrauch		
davon 100 % Umlage		

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

	davon 30 % Umlage		
	davon nicht-privil. LV		

## 5. Ermittlung der bundesweiten EEG-Abrechnung

Die vier Übertragungsnetzbetreiber aggregierten die eingespeisten EEG-Strommengen, die gezahlten finanziellen Förderungen sowie die in Abzug gebrachten vermiedenen Netzentgelte gemäß § 57 Abs. 2 EEG in Verbindung mit § 18 Abs. 2 StromNEV. Ebenso wurden die Einnahmen aus der EEG-Umlage sowie der Stromabsatz an privilegierte und nicht privilegierte Letztverbraucher und die Strommengen der Eigenversorger, für die eine EEG-Umlage gezahlt worden ist, zusammengefasst.

[Ggf. weitere Hinweise]

### 5.1 Ermittlung des bundesweiten EEG-Quotienten

Zur Ermittlung des EEG-Quotienten 20xx gemäß § 78 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.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de) -> 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 der Vermarktung 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 dargestellte finanzielle Förderung 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. Mit dieser Vorgehensweise werden die Prognose-IST-Abweichungen 20xx (bis 30. September 20xx) mit der EEG-Umlage für das Jahr 20xx+1 ausgeglichen. Die Prognose-IST-Abweichungen für den Zeitraum 1. Oktober bis 31. Dezember 20xx fließen in den Kontostand vom 30. September 20xx+1 und somit in die Berechnung der EEG-Umlage 20xx+2 ein.

## Anhang 3: Hinweise zu EEG-Vergütungskategorientabelle und Kategorienbezeichnungen

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

### 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:	„ <b>K</b> “ 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>



Umsetzungshilfe zum EEG 2014

Stelle 6: „n“ bei Biomasseanlagen für die Vergütungszone 0-150 kW<sup>71</sup>  
„a“ sonst

Stellen 7-12:  
(außer Biomasse) Minuszeichen

Stellen 7-12:  
(**Biomasse**) Angabe der **Bonusregelungen**:

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

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

Alle 3 Bonustypen sind – unter Beachtung der verschiedenen Geltungsbereiche (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

---

<sup>71</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.

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- 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>72</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)

---

<sup>72</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.

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

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>73</sup>

Alle weiteren Stellen bis Stelle 12 werden mit Minuszeichen aufgefüllt.

Stellen 13 bis 14:

**Inbetriebnahmejahr** (2-stellig)

---

<sup>73</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.

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

### 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>74</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

---

<sup>74</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.

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- 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**:

- 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.

Stellen 7-8:  
**(Solar)**

Angabe zum vergüteten Solarstrom-Selbstverbrauch in Stelle 7:

- "1" - fiktive Einspeisung des selbstverbrauchten Stroms
- "2" - fiktive Rückspeisung des selbstverbrauchten Stroms, ggf. nur Anteil bis zu 30 Prozent der Gesamterzeugung der Anlage im Kalenderjahr

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

"3" - fiktive Rückspeisung des selbstverbrauchten Stroms über 30 Prozent der Gesamterzeugung der Anlage im Kalenderjahr  
In Stelle 8 werden die Leistungsstufen (0 ... 30 kW, 30 ... 100 kW und 100 ... 500 kW) unterschieden.

Stelle 7:

**(Windenergie)<sup>75</sup>**

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

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

Stellen 7-12:

Alle weiteren Stellen bis Stelle 12 werden mit Minuszeichen aufgefüllt, Ausnahmen:

- unterjährig einsetzende neue Vergütungssätze (bei Photovoltaikanlagen ab Juli, September oder Oktober): Monatsangaben in den Stellen 10 bis 12
- "BS" (teilweise nur "B") für Bestandsschutz: Durch Übergangsbestimmungen geregelter Investitionsschutz des Weitergeltens von Vergütungen

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)

---

<sup>75</sup> auch bei den Repowering-Kategorien.

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

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)

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

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 Geltungsbe-  
reiche (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):



Umsetzungshilfe zum EEG 2014

„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 Prozent der Gesamterzeugung der Anlage im Kalenderjahr

"3" - fiktive Rückspeisung des selbstverbrauchten Stroms über 30 Prozent 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", "-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.

#### **e) Anlagen mit Vergütung nach EEG 2014**

Stellen 1-2: Energieart:

Wa = Wasser

Bi = Biomasse

De = Deponiegas

Kl = Klärgas

Gr = Grubengas

Ge = Geothermie

Wn = Windenergie onshore (Windenergie an Land)

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

Wf = Wind offshore (Windenergie auf See)

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, teils 4-6: relevanter Paragraph aus dem EEG 2014:

25 für Verringerung der Förderung bei Pflichtverstößen

35 für Voraussetzungen der Marktprämie

40 für Wasserkraft

41 für Deponiegas

42 für Klärgas

43 für Grubengas

44 für Biomasse

45 für Vergärung von Bioabfällen (Energieträger Biomasse)

46 für Vergärung von Gülle (Energieträger Biomasse)

47 für Gemeinsame Bestimmungen für Strom aus Biomassen und Gasen

48 für Geothermie

49 für Windenergie an Land

50 für Windenergie auf See

51 für Solare Strahlungsenergie

53 für Flexibilitätszuschlag (nur Biomasseanlagen, Inbetriebnahme ab 01.08.2014)

54 für Flexibilitätsprämie (nur Biomasseanlagen, Inbetriebnahme bis 31.07.2014)

100 für Allgemeine Übergangsbestimmungen

101 für Übergangsbestimmungen für Strom aus Biogas

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

- 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 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", "SO-DV", "FLZ" 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 §§ 40 bis 51 EEG, 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: **Energieart** (Kürzel vgl. oben)
- Stelle 3: Minuszeichen
- Stelle 4 bis 7: „vNNE“ für **vermiedene Netzentgelte**
- Stellen 8 bis 9: Minuszeichen
- Stellen 10-14: Angabe der Spannungsebene (Netz- oder Umspannebene), an der die EEG-Anlage angeschlossen ist

### **Anhang 3.3: Zuordnung von EEG-Anlagen zu den Vergütungskategorien**

Umsetzungshilfe zum EEG 2014

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

1. Jede Anlage fällt in verschiedene Vergütungskategorien, sobald ihre Bemessungsleistung nach § 5 Nr. 4 EEG<sup>76</sup> (vgl. Abschnitt 6.1.3) oder bei PV-Anlagen die Leistung in kWp den ersten Schwellenwert (z. B. 10 kW bei PV-Anlagen) überschreitet und/oder sie für einen Teil der erzeugten Arbeit einen Bonus in Anspruch nehmen kann. Abweichungen hiervon sind insbesondere bei PV-Anlagen möglich, wenn durch die fiktive Leistungszusammenfassung nach § 32 Abs. 1 und 2 EEG bzw. § 19 Abs. 1 EEG 2009<sup>77</sup> die Anlage trotz einer Leistung von bis zu 10 kW anteilig in eine andere Leistungsstufe fällt. Aus dem gleichen Grund könnte eine Anlage von mehr als 10 kW, aber maximal 40 kW auch vollständig in die Leistungsstufe 10 bis 40 kW fallen, so dass für die Förderung der Anlage nur die Anwendung einer Vergütungskategorie notwendig ist. Bei PV-Anlagen mit nicht eingespeistem aber vergütetem Strom nach § 33 Abs. 2 EEG 2009, EEG 2010 bzw. EEG 2012 (erste Fassung) sind i. d. R. Kategorien für die tatsächliche Netzeinspeisung sowie für den nicht eingespeisten aber vergüteten Strom in Form der Kategorien „fiktive Netzeinspeisung“ und „fiktive Rückspeisung“ erforderlich.

2. Da die Bemessungsleistung (außer PV) jedes Kalenderjahr neu errechnet wird, kann sich die Aufteilung der insgesamt erzeugten Wirkarbeit der EEG-Anlage auf die einzelnen Vergütungskategorien und damit die durchschnittliche Förderung bzw. Vergütung jährlich verändern.

3. Zusätzlich zu den Vergütungskategorien ist jede EEG-Anlage in eine Kategorie für vermiedene Netzentgelte (vNNE-Kategorie) einzuordnen. Bei Bedarf können auch Kategorien für die verschiedenen Formen der Direktvermarktung und Kategorien für eine gekürzte Vergütung/Förderung (z. B. bei Anwendung von gesetzlichen Sanktionen) hinzukommen.

4. Im Allgemeinen beginnen alle für eine EEG-Anlage zu verwendenden Kategorien (Vergütung/Förderung, vNNE, Direktvermarktung, Sanktionen) mit den gleichen 2 Buchstaben für den Energieträger, z. B. "Sg" für PV-Anlagen an oder auf Gebäuden mit Inbetriebnahme ab 2009.

---

<sup>76</sup> Bei Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2012 die Bemessungsleistung nach der Definition in § 18 Abs. 2 EEG 2009, vgl. § 100 Abs. 1 Nr. 10 a) EEG.

<sup>77</sup> Für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2012, vgl. § 100 Abs. 1 Nr. 10 c) EEG.

## Umsetzungshilfe zum EEG 2014

5. Die Vergütungskategorien für eine bestimmte EEG-Anlage und die damit verbundenen Vergütungshöhen sind in der Regel für die gesamte Förderdauer festgelegt. Ausnahmsweise ändern sich die Vergütungskategorien z. B. bei:

- Wegfall von Bonusvoraussetzungen (z. B. kein Einsatz von „nachwachsenden Rohstoffen“ mehr bei Biomasseanlagen)
- neuen Bestimmungen durch Gesetzesänderungen (z. B. Erhöhung der Vergütung für die unterste Vergütungszone für bestehende Biomasseanlagen oder vollständige Neueinführung einer Vergütungszone, so für Biomasseanlagen bis Inbetriebnahmejahr 2003)
- Änderung von bisherigen Förderregelungen, z. B. die Anpassung des „Landschaftspflegebonus“ nach Anlage 2 EEG 2009 durch § 101 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2014,
- Beschränkung von bisherigen Förderungen auf bestimmte Anlagenkonstellationen, z. B. durch Einführung der vollständigen Förderung nur bis zum Erreichen der bzw. eines Anteils der bisherigen „Höchstbemessungsleistung“ nach § 101 Abs. 1 EEG,
- Wechsel von der höheren Anfangsvergütung in die Endvergütung bei Windenergieanlagen,
- erstmalige Nutzung der geförderten Eigenverbrauchsregelung bei PV-Anlagen nach § 33 Abs. 2 EEG 2009,
- physischer Umzug einer Anlage an einen Standort, für den andere Förderkriterien gelten, z. B. aus einer PV-Dachanlage nach § 33 EEG 2009 wird eine PV-Freiflächenanlage nach § 32 EEG 2009 mit entsprechend geringerer „Freiflächen-Förderung“,
- Modernisierungen, Ertüchtigungen oder Erhöhung des Leistungsvermögens von Wasserkraftanlagen<sup>78</sup>.

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

---

<sup>78</sup> Je nach anwendbarer Fassung des EEG.