

Entwurf - Leitfaden zum Einspeisemanagement

Version 3.0

Abschaltrangfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die
Netzentgelte
Stand: Juni 2017

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: eeg-einspeisemanagement@bnetza.de

Leitfaden zum Einspeisemanagement:

www.bundesnetzagentur.de/einspeisemanagement

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	4
Einleitung.....	9
1 Rangfolge der Systemsicherheitsmaßnahmen nach dem EnWG sowie dem EEG (insb. Abschaltfolge der Erzeuger).....	11
2 Ermittlung der Entschädigungszahlung.....	12
2.1 Allgemeines	12
2.2 Abrechnung mehrerer Anlagen über eine Messeinrichtung	13
2.3 Ermittlung der Ausfallarbeit.....	14
2.3.1 Windenergie	15
2.3.2 Biomasse	19
2.3.3 Deponie-, Klär- und Grubengas	21
2.3.4 Solaranlagen	21
2.3.5 KWK-Anlagen.....	28
2.3.6 Weitere Anlagen mit anderen Energieträgern.....	31
2.4 Ermittlung der Entschädigungshöhe.....	32
2.4.1 EE-Anlagen mit Einspeisevergütung.....	32
2.4.2 EE-Anlagen in der Direktvermarktung	36
2.4.3 KWK-Anlagen.....	45
3 Berücksichtigung der Entschädigungszahlung in den Netzentgelten.....	49
3.1 Auswirkungen auf die Erlösobergrenze und damit auf die Netzentgelte	49
3.2 Nachweispflichten gegenüber der Regulierungsbehörde	49
3.2.1 Erforderlichkeit der Einspeisemanagement-Maßnahme nach § 14 Abs. 1 EEG.....	50
3.2.2 Nichtvertretenmüssen der Einspeisemanagement-Maßnahme	50
3.2.3 Höhe der Entschädigungszahlung	50
Abbildungsverzeichnis	51
Tabellenverzeichnis	52
Abkürzungsverzeichnis.....	53
Impressum.....	55

Rechtsnatur des Leitfadens

Der vorliegende Leitfaden gibt das Grundverständnis der Bundesnetzagentur zur Anwendung der Regelungen des EEG-Einspeisemanagements nach §§ 14, 15 EEG¹ wieder und stellt die Einschätzungen der Bundesnetzagentur zu wesentlichen Praxisfragen dar.

Er stellt keine Festlegung dar und hat auch nicht den Charakter einer Verwaltungsvorschrift. Es soll keine normenkonkretisierende Wirkung entfalten oder das Ermessen der Bundesnetzagentur binden. Der Leitfaden dient den betroffenen Netzbetreibern, Anlagenbetreibern, Unternehmen und Bürgern als Orientierungshilfe, um eine einheitliche Anwendungspraxis zu fördern und Rechtsunsicherheiten zu vermindern.

¹ Die in diesem Leitfaden gebräuchliche Abkürzung EEG bezieht sich auf die Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes die zum 01.01.2017 in Kraft getreten ist, soweit nicht ausdrücklich auf eine andere Fassung des EEG Bezug genommen wird.

Einleitung

Abregelung von EE- und KWK-Strom durch Einspeisemanagement

Das Einspeisemanagement ist eine speziell geregelte Netzsicherheitsmaßnahme zur Entlastung von Netzengpässen. Der verantwortliche Netzbetreiber kann nach den besonderen Voraussetzungen und Rechtsfolgen des Einspeisemanagements auch die Einspeisung aus EE- und KWK-Anlagen vorübergehend abregeln, wenn die Netzkapazitäten nicht ausreichen, um den insgesamt erzeugten Strom abzutransportieren (§ 13 Abs. 2, 3 S. 3 EnWG i.V.m. §§ 14, 15 EEG, für KWK-Anlagen i.V.m. § 3 Abs. 1 S.3 KWKG). EE- und KWK-Strom genießt allerdings einen Einspeisevorrang. Das Einspeisemanagement kommt daher nach der gesetzlichen Rangfolge nur zum Einsatz, soweit der Netzengpass nicht bereits durch andere geeignete Maßnahmen, insbesondere durch eine Abregelung konventioneller Kraftwerke ausreichend entlastet werden kann.

Wird EE- oder KWK-Strom per Einspeisemanagement abgeregelt, hat der Anlagenbetreiber gegenüber seinem Anschlussnetzbetreiber einen Anspruch auf Entschädigung. Die Kosten dafür hat der Netzbetreiber zu tragen, der für den Netzengpass verantwortlich ist. Ist beispielsweise ein vorgelagerter Netzbetreiber zur Behebung des Netzengpasses durch einen bedarfsgerechten Ausbau seines Netzes verpflichtet, so kann sich der Anschlussnetzbetreiber die Entschädigungszahlungen von diesem erstatten lassen. Der verantwortliche Netzbetreiber kann die Kosten wiederum über seine Netzentgelte sozialisieren, soweit das Einspeisemanagement erforderlich war und er die Maßnahme nicht – beispielsweise durch mangelnden Netzausbau – zu vertreten hat.

Ziele des Leitfadens

Der vorliegende Leitfaden beschreibt eine effiziente und sachgerechte Umsetzung des Einspeisemanagements aus Sicht der Bundesnetzagentur. Er dient dazu, das Grundverständnis der Bundesnetzagentur zur Anwendung der Regelungen zum Einspeisemanagement darzulegen und in der Praxis bestehende Rechtsunsicherheiten zu mindern. Auf Basis des geltenden Rechts soll ein angemessener Ausgleich zwischen den unterschiedlichen energiewirtschaftlichen Zielen sowie den wechselseitigen Interessen der betroffenen Parteien aufgezeigt werden. Der Netzbetreiber wird in die Lage versetzt, seinen administrativen Aufwand zur Ermittlung der Entschädigungszahlungen für Einspeisemanagement-Maßnahmen auf ein effizientes Maß auszurichten. Auch der Anlagenbetreiber profitiert von einer möglichst effizienten und rechtssicheren Abrechnung seiner Entschädigungsansprüche. Es kann und soll allerdings nicht der Anspruch des Leitfadens sein, eine Antwort auf jede bestehende Einzelfrage zur praktischen Umsetzung des Einspeisemanagements vorzugeben.

In dem Leitfaden legt die Bundesnetzagentur insbesondere dar, welche Berechnungsmethoden zur Ermittlung der Entschädigungszahlungen aus ihrer Sicht sachgerecht erscheinen. Die Anwendung weiterer Methoden wird dadurch nicht ausgeschlossen, ihre Sachgerechtigkeit muss dann jedoch eigenständig geprüft und sichergestellt werden. Soweit der Netzbetreiber von dem Leitfaden abweicht, ist im Rahmen der Nachweise für einen Ansatz der Kosten bei der Ermittlung der Netzentgelte auf die Abweichungen hinzuweisen und detailliert darzulegen, auf welche Weise eine sachgerechte und gesetzeskonforme Abrechnung sichergestellt bleibt.

Struktur des Leitfadens

In **Abschnitt 1** der Version 1.0 des Leitfadens vom 29.03.2011 wurde erläutert, in welcher **Rangfolge** die verschiedenen Systemsicherheitsmaßnahmen gegenüber den unterschiedlichen Adressaten und insbesondere gegenüber den Erzeugern bei Netzengpässen anzuwenden sind. Das Einspeisemanagement gegenüber den EE- und KWK-Anlagen ist erst dann zulässig, wenn die vorrangig zu ergreifenden Maßnahmen bereits ausgeschöpft sind. Eine Aktualisierung dieses Abschnitts bleibt vorbehalten, erfolgt jedoch nicht im Rahmen der vorliegenden Version 3.0.

In **Abschnitt 2** werden Berechnungsmethoden zur **Ermittlung der Einspeisemanagement-Entschädigungen** aufgezeigt, die nach Einschätzung der Bundesnetzagentur sachgerecht sind. In einem ersten Schritt werden hierzu Methoden vorgestellt, mit denen die abgeregelte Strommenge (Ausfallarbeit) für EE-Anlagen mit den Energieträgern Windenergie, solare Strahlungsenergie, Biomasse, Deponie-, Klär- und Grubengas sowie für KWK-Anlagen bestimmt werden kann. In einem zweiten Schritt wird anhand der drei Grundkonstellationen einer EE-Anlage mit Einspeisevergütung, einer direktvermarkteten EE-Anlage sowie einer KWK-Anlage aufgezeigt, wie auf Grundlage der Ausfallarbeit die konkrete Entschädigungshöhe ermittelt werden kann.

In **Abschnitt 3** werden die Voraussetzungen für die **Berücksichtigung von Entschädigungszahlungen in den Netzentgelten** sowie die damit einhergehenden Nachweispflichten der Netzbetreiber erläutert.

1 Rangfolge der Systemsicherheitsmaßnahmen nach dem EnWG sowie dem EEG (insb. Abschalttrangfolge der Erzeuger)

Eine Aktualisierung dieses Abschnitts bleibt einer nachfolgenden Fassung des Leitfadens vorbehalten.

In **Kapitel 1** der Version 1.0 des Leitfadens vom 29.03.2011 wurde erläutert, in welcher **Rangfolge** die verschiedenen Systemsicherheitsmaßnahmen gegenüber den unterschiedlichen Adressaten und insbesondere gegenüber den Erzeugern bei Netzengpässen anzuwenden sind. Die dortigen Aussagen zur damaligen Rechtslage haben zu einem großen Teil grundsätzlich weiterhin Bestand und wurden in den nachfolgenden Fassungen des EnWG und des EEG sogar noch deutlicher klargestellt.

2 Ermittlung der Entschädigungszahlung

2.1 Allgemeines

Gemäß § 15 Abs. 1 S. 1 EEG haben Anlagenbetreiber, deren Einspeisung aufgrund eines Netzengpasses im Rahmen des Einspeisemanagements nach § 14 Abs. 1 EEG reduziert wird, einen Anspruch auf Entschädigung.

In Abschnitt 2.2 wird die Abrechnung mehrerer Anlagen über eine gemeinsame Messeinrichtung erläutert.

Abschnitt 2.3 beschreibt aus Sicht der Bundesnetzagentur sachgerechte Verfahren zur Ermittlung der Ausfallarbeit für die verschiedenen Energieträger. Dabei stellt die Ausfallarbeit die Differenz zwischen der möglichen Einspeisung und der tatsächlich realisierten Einspeisung dar.

In Abschnitt 2.4 wird erläutert, wie die Höhe der Entschädigungszahlung anhand der zuvor berechneten Ausfallarbeit ermittelt wird.

Werden Erzeugungsanlagen aus anderen Gründen als der Einspeisemanagement-Maßnahme in ihrer Leistungsabgabe reduziert oder ganz abgeschaltet (z. B. Revision, Starkwind, Lärmschutzaufgaben, Frequenzabschaltungen), besteht für die dadurch nicht eingespeisten Energiemengen kein Anspruch auf Entschädigung. Daher besteht beispielsweise auch dann kein Anspruch auf Einspeisemanagement-Entschädigung, soweit Anlagen ohnehin aus kommerziellen Gründen keinen Strom erzeugen. Denn insoweit findet die Reduzierung der Einspeisung letztlich nicht wegen eines Netzengpasses im Sinne von § 14 Abs. 1 EEG, sondern aus anderen Gründen statt.

Ebenfalls keinen Anspruch auf Entschädigungszahlungen haben Betreiber von Offshore-Anlagen, die aufgrund der Nichtverfügbarkeit von Offshore-Anbindungsleitungen abgeregelt werden. In diesen Fällen ist ausschließlich auf die speziellen Regelungen des § 17e Abs. 1 – 3 EnWG oder die Regelung des § 17e Abs. 6 EnWG i.V.m. § 50 Abs. 4 EEG abzustellen (siehe **Leitfaden zur Ermittlung einer umlagefähigen Entschädigung bei Störung, Verzögerung oder Wartung der Netzanbindung von Offshore-Anlagen**). Die Zeiträume vor und nach einer Reduzierung aus anderem Grund oder der Nichtverfügbarkeit der Offshore-Anbindungsleitung, aber innerhalb einer abrechenbaren Einspeisemanagement-Maßnahme, können entschädigt werden.

Die vom Einspeisemanagement betroffenen Erzeugungsanlagen werden bei Überlastung des Netzes in einem Netzbereich durch ein Reduktionssignal zur Absenkung ihrer Einspeiseleistung aufgefordert. Die Anlage ist um einen vom Netzbetreiber vorgegebenen Schritt (Schaltstufe) zu reduzieren. In der Regel fordert der Netzbetreiber die Reduzierung der Einspeiseleistung in mehreren Schaltstufen. Sind die Erzeugungsanlagen aus sachgerechten und nachweisbaren Gründen nicht in der Lage, die vorgegebenen Schaltstufen einzuhalten, kann der Netzbetreiber mit dem Anlagenbetreiber ausnahmsweise eine Sondervereinbarung zu den Schaltstufen treffen. Durch eine solche Sondervereinbarung können lediglich Besonderheiten bei der Umsetzbarkeit der üblichen Schaltstufen berücksichtigt werden; die gesetzliche Pflicht zur Regelbarkeit der Anlage per Einspeisemanagement kann hingegen nicht außer Kraft gesetzt oder relativiert werden.

Der Anlagenbetreiber hat sich je Anlage und je Kalenderjahr auf ein Verfahren für die Berechnung der Ausfallarbeit festzulegen. Mit der ersten kalenderjährigen Abrechnung einer Einspeisemanagement-

Maßnahme legt sich der Anlagenbetreiber automatisch für das entsprechende Kalenderjahr auf ein Berechnungsverfahren fest.

Die Entschädigung nach § 15 EEG wird jeweils für eine "**Einspeisemanagement-Maßnahme**" bestimmt. Zur Bestimmung, wann eine Einspeisemanagement-Maßnahmen beginnt und endet, ist auf das Verhältnis zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber abzustellen. Eine Einspeisemanagement-Maßnahme beginnt damit mit der Betroffenheit der Anlage durch die Regelung nach § 14 Abs. 1 EEG. Die Einspeisemanagement-Maßnahme endet mit dem Zeitpunkt, ab dem der Anlagenbetreiber die Anlage wieder ohne Vorgaben des Netzbetreibers betreiben kann. Werden innerhalb dieses Zeitraums unterschiedliche Regelungsstufen vorgegeben, beendet dies die Einspeisemanagement-Maßnahme nicht. Soweit die Einspeisemanagement-Maßnahme nach ihrem Ende entgangene Einnahmen oder zusätzliche oder ersparte Aufwendungen verursacht (z. B. Auffahrrampen), sind diese bei der Entschädigung der Einspeisemanagement-Maßnahme zu berücksichtigen.

Bei der Berechnung der Ausfallarbeit sind die Werte der abrechnungsrelevanten Messeinrichtung, die auch bei den Zahlungen für den eingespeisten Strom Anwendung findet, zu verwenden.

Der Anlagenbetreiber trägt nach allgemeinem Zivilrecht die **Darlegungs- und Beweislast** für die anspruchsbegründenden Voraussetzungen und die konkrete Entschädigungshöhe nach § 15 Abs. 1 EEG.

2.2 Abrechnung mehrerer Anlagen über eine Messeinrichtung

Der Gesetzgeber hat mit § 24 Abs. 3 EEG eine Möglichkeit eröffnet, mehrere Anlagen die gleichartige Energien einsetzen und die lediglich über eine gemeinsame Messeinrichtung verfügen, abzurechnen. Die Verteilung der Ausfallarbeit auf die einzelnen Anlagen erfolgt in diesem Fall im Verhältnis der installierten Leistung der Einzelanlagen, bei Windenergieanlagen ist jedoch abweichend entsprechend § 24 Abs. 3 EEG auf den jeweiligen Referenzertrag abzustellen.

Bei der Ermittlung der Ausfallarbeit bei mehreren Windenergieanlagen können auch die Messwerte des Anlagenzählers (Scada-Werte) verwendet werden, sofern mindestens die folgenden vier Voraussetzungen durch den Anlagenbetreiber sichergestellt bleiben.

Richtigkeit der Messwerte

Die Verwendung von falschen bzw. manipulierten Messergebnissen muss ausgeschlossen sein. Daher muss stets gewährleistet werden, dass die Messwerte richtig ermittelt und übertragen werden.

Berücksichtigung von Leitungsverlusten

Die Leitungsverluste entstehen bei der Übertragung der elektrischen Energie durch die Leitungen zwischen dem Anlagenzähler und dem abrechnungsrelevanten Zähler. Es muss somit sichergestellt werden, dass bei der Ermittlung der Ausfallarbeit die Leitungsverluste ebenfalls berücksichtigt werden, sofern der Strom nicht per kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe in das Netz eingespeist wird.² Die Ermittlung der Leitungsverluste erfolgt über den Abgleich der aggregierten Scada-Werte mit den Werten der abrechnungsrelevanten Messeinrichtung. Die sich aus diesem Abgleich ergebende Differenz stellt die Leitungsverluste dar.

Wahl der Berechnungsmethode

Der Anlagenbetreiber hat sich je Abrechnungsjahr für eine Berechnungsmethode (Scada-Werte oder abrechnungsrelevante Messeinrichtung) zu entscheiden.

Möglichst geringer Aufwand auf Seiten des Netzbetreibers

Der Anlagenbetreiber stellt dem Netzbetreiber die benötigten Werte zur Ermittlung der Ausfallarbeit auf Basis der Messwerte des Anlagenzählers (Scada-Werte) in der vom Netzbetreiber gewünschten Form zur Verfügung und unterstützt diesen, falls vom Netzbetreiber gewünscht, bei der Umstellung des Abrechnungssystems auf diese Berechnungsmethode.

2.3 Ermittlung der Ausfallarbeit

Für die Ermittlung der Ausfallarbeit können für die verschiedenen Energieträger unterschiedliche Verfahren zur Anwendung kommen.

Ein pauschales Verfahren soll die Ermittlung der Ausfallarbeit vereinfachen und somit zu einer Minimierung des administrativen Aufwands bei Netzbetreibern und Anlagenbetreibern führen. Daneben besteht mit dem Spitzabrechnungsverfahren eine weitere Berechnungsmethode zur Ermittlung der Ausfallarbeit.

² Kaufmännisch-bilanziell weitergeleiteter Strom (§ 11 Abs. 2 EEG und § 4 Abs. 2 S. 2 KWKG gilt energiewirtschaftlich als unmittelbar in das Netz eingespeist, so dass keine Leitungsverluste in den Leitungen vor der Einspeisestelle (insb. in der Kundenanlage) abzuziehen sind. Die Stromverbräuche durch die Leitungsverluste sind vielmehr als sogenannter Ersatzstrom zu berücksichtigen. Zu den bilanziellen Anforderungen bei einer kaufmännisch-bilanziellen Einspeisung vgl. die entsprechenden Ausführungen in den Abschnitten 4.4.2 und 4.4.3 des Leitfadens der Bundesnetzagentur zur Eigenversorgung vom 20. Juni 2016. Insbesondere ist auf die bilanziell vollständige Erfassung auch des sogenannten "Ersatzstroms" zu achten.

2.3.1 Windenergie

Die Verfahren für die Ermittlung der Ausfallarbeit gelten sowohl für die Windenergieanlagen (WEA) an Land als auch auf See.

2.3.1.1 Pauschales Verfahren für Windenergieanlagen

Im ersten Schritt wird die vom Netzbetreiber tatsächlich abgerufene Leistungsabsenkung während der Einspeisemanagement-Maßnahme mit Hilfe eines Vereinfachungsansatzes ermittelt. Hierfür wird unterstellt, dass der Leistungsmittelwert des letzten vollständig gemessenen Zeitintervalls (P_0) vor der Einspeisemanagement-Maßnahme für diese repräsentativ sei. Das heißt, es wird vereinfacht unterstellt, dass die letzte vollständig gemessene Viertelstunde der abrechnungsrelevanten Messeinrichtung die Windsituation während der Einspeisemanagement-Maßnahme wiedergibt.

Um die entschädigungsberechtigte Leistung zu ermitteln, wird die Differenz zwischen dem letzten gemessenen Leistungsmittelwert vor der Einspeisemanagement-Maßnahme (P_0) und dem größeren Wert der tatsächlich gemessenen Einspeisung ($P_{i,ist}$) bzw. der vorgegebenen reduzierten Einspeisung (P_{red}), gebildet. Wird die Reduzierung nicht in vollem Umfang durchgeführt, so wird auf den höheren Ist-Wert abgestellt. Damit wird gewährleistet, dass dem Anlagenbetreiber keine überhöhte Entschädigungszahlung ausgeschüttet wird. Für den Fall, dass der letzte gemessene Leistungsmittelwert (P_0) kleiner ist als die tatsächliche Einspeiseleistung ($P_{i,ist}$), wird die sich ergebende (negative) Leistungsdifferenz in der weiteren Entschädigungsermittlung nicht berücksichtigt.

Zur Ermittlung der Ausfallarbeit wird für jede Viertelstunde die entschädigungsberechtigte Leistung mit einer Viertelstunde multipliziert. Die tatsächliche Einspeisung ($P_{i,ist}$) wird während der Einspeisemanagement-Maßnahme für jede Viertelstunde (i) als Leistungsmittelwert gemessen. Im Idealfall sind P_{red} und $P_{i,ist}$ gleich.

Unter der Voraussetzung, dass maximal die Differenz aus P_0 und P_{red} entschädigungsberechtigt ist, ergeben sich für die Berechnung der Ausfallarbeit je Viertelstunde, abhängig von der Ist-Einspeisung, folgende zwei Formeln.

$$W_{A,i} = (P_0 - \max(P_{i,ist}, P_{red})) * 0,25 \text{ h} \quad \text{mit } P_{i,ist} < P_0 \text{ und } P_{red} < P_0$$

$$W_{A,i} = 0 \quad \text{mit } P_{i,ist} \geq P_0 \text{ und } P_{red} \geq P_0$$

$W_{A,i}$ Ausfallarbeit der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kWh

P_0 letzter gemessener Leistungsmittelwert in kW

$P_{i,ist}$ tatsächliche Leistung je Viertelstunde in kW

P_{red} zu reduzierender Leistungswert in kW

Abbildung 1 veranschaulicht das pauschale Verfahren zur Ermittlung der Ausfallarbeit im Rahmen des Einspeisemanagements grafisch. Dabei wird unterstellt, dass der Anlagenbetreiber sich in allen Viertelstunden an die vom Netzbetreiber vorgegebene Reduzierung der Leistung ($P_{\text{red}} = P_{i,\text{ist}}$) gehalten hat.

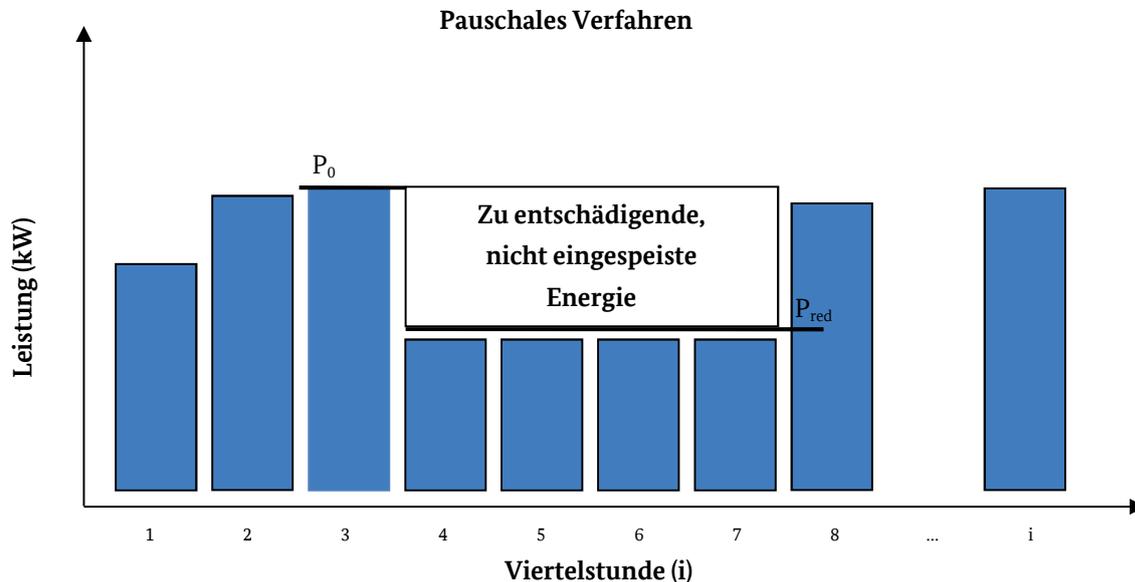


Abbildung 1: Darstellung der zu entschädigenden Ausfallarbeit im pauschalen Verfahren für WEA

2.3.1.2 Spitzabrechnungsverfahren für Windenergieanlagen

Im Rahmen des Spitzabrechnungsverfahrens wird die Ausfallarbeit in Abhängigkeit von der gemessenen Windgeschwindigkeit während der Einspeisemanagement-Maßnahme und unter Berücksichtigung der zertifizierten Leistungskennlinie der WEA ermittelt. Hierbei ist die Leistungskennlinie mit einer Luftdichte von $1,225 \text{ kg/m}^3$ zu verwenden. Der Anlagenbetreiber hat dadurch die Möglichkeit, das schwankende Windangebot während der Einspeisemanagement-Maßnahme abzubilden.

Die Anwendung des Spitzabrechnungsverfahrens ist möglich, wenn der Anlagenbetreiber über ein geeignetes Messgerät verfügt. Dabei hat die Messung der Windgeschwindigkeit an der Gondel der WEA zu erfolgen. Die Messwerte müssen in einer Mindestauflösung von $0,1 \text{ m/s}$ vorliegen und dem Netzbetreiber zur Prüfung der Abrechnung der Ausfallarbeit zur Verfügung gestellt werden. Zur Nachweisführung sind die Windgeschwindigkeiten zu protokollieren und aufzubewahren.

Gemäß Anlage 2 Nr. 5 EEG ist für jeden Typ einer WEA eine Leistungskennlinie zu ermitteln, die den Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Leistungsabgabe unabhängig von der Nabenhöhe darstellt. Die Leistungskennlinie wird nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik bestimmt. Liegt die Leistungskennlinie nicht in Schritten von $0,1 \text{ m/s}$ vor, sind anhand der vorhandenen Werte die Zwischenschritte linear zu interpolieren.

Theoretische Leistungskennlinie

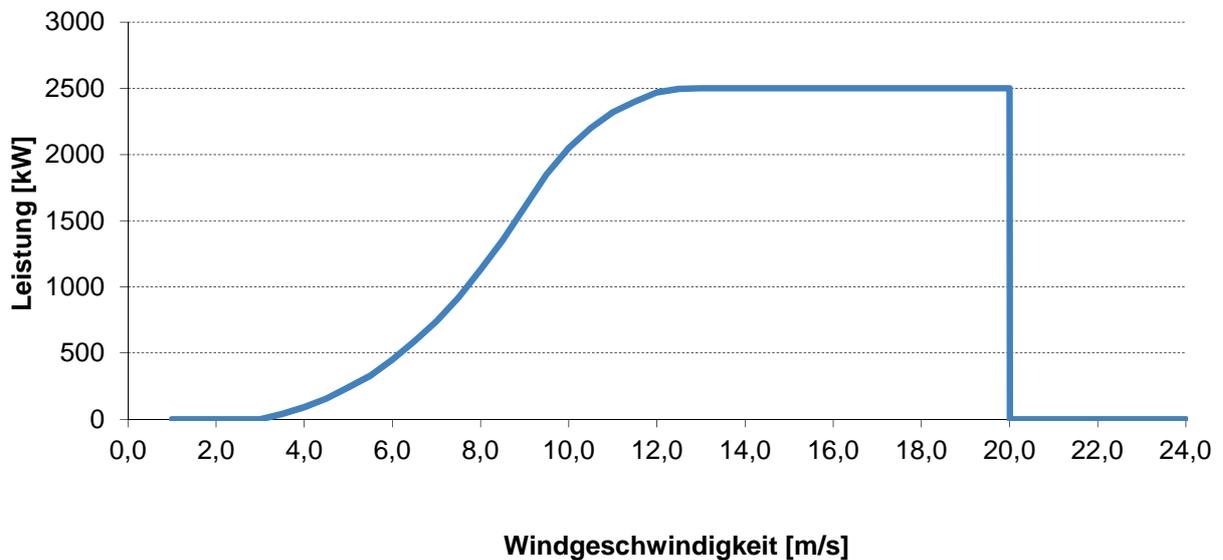


Abbildung 2: Schematisches Beispiel für eine theoretische Leistungskennlinie einer WEA

In Abbildung 2 wird der Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Leistung dargestellt. In diesem schematischen Beispiel ergibt sich bei einer Windgeschwindigkeit von 6 m/s eine theoretische Leistung in Höhe von 500 kW. Bei hohen Windgeschwindigkeiten (hier beispielhaft > 20 m/s) kommt es zu einer Sturmabschaltung zur Sicherung der Anlage. Der ab dem Zeitpunkt der Sturmabschaltung theoretisch erzeugbare Strom ist nicht entschädigungsberechtigt, da die Anlage auch ohne Einspeisemanagement-Maßnahme keinen Strom mehr erzeugen würde.

Mit Hilfe der Windgeschwindigkeit sowie der Leistungskennlinie wird die theoretische Leistung ($P_{i,theo}$) ermittelt.

$$P_{i,theo} = P(LK_{Typ}, v_{i,Wind})$$

$P_{i,theo}$ ermittelte theoretische Leistung während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

LK_{Typ} anlagentypbezogene Leistungskennlinie in kW

$v_{i,Wind}$ durchschnittliche Windgeschwindigkeit im Zeitintervall in m/s

Die Leistungskennlinie wird anhand eines Referenzfalles unter Normbedingungen bestimmt. Für jede WEA ist daher zunächst ein Korrekturfaktor der Leistungskennlinie zu ermitteln. Der Korrekturfaktor dient dazu, die spezifischen Gegebenheiten der WEA (z.B. örtliche Vegetation) bei der Ermittlung der Soll-Leistung zu berücksichtigen. Für die Bestimmung des Korrekturfaktors der Leistungskennlinie ($k_{Kennlinie}$) werden die tatsächlich gemessenen Leistungsmittelwerte ($P_{vor,ist}$) sowie die theoretischen Leistungsmittelwerte ($P_{vor,theo}$)

der betroffenen Anlage vor der Einspeisemanagement-Maßnahme herangezogen. Dabei sind die Werte der letzten vollständig gemessenen Zeitintervalle (60 Minuten) unmittelbar vor der Einspeisemanagement-Maßnahme zu betrachten. Davon sind die Zeitintervalle ausgenommen, in denen Einspeisemanagement-Maßnahmen durchgeführt wurden. Der Korrekturfaktor ist für die jeweilige WEA für jede Einspeisemanagement-Maßnahme neu zu ermitteln und anzuwenden.

$$k_{\text{Kennlinie}} = P_{\text{vor,ist}} / P_{\text{vor,theo}}$$

$k_{\text{Kennlinie}}$ Korrekturfaktor der anlagenbezogenen Kennlinie

$P_{\text{vor,ist}}$ tatsächlich gemessener Leistungsmittelwert vor der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

$P_{\text{vor,theo}}$ ermittelte theoretische Leistung vor der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

Aus der theoretischen Leistung ($P_{i,\text{theo}}$) wird anschließend die Soll-Leistung ($P_{i,\text{soll}}$) mittels des Korrekturfaktors der Kennlinie ($k_{\text{Kennlinie}}$) errechnet. Dabei stellt die Kennlinie die zulässige Anpassung an die Gegebenheiten dar.

$$P_{i,\text{soll}} = k_{\text{Kennlinie}} * P_{i,\text{theo}}$$

$P_{i,\text{soll}}$ ermittelte mögliche Soll-Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

$P_{i,\text{theo}}$ ermittelte theoretische Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

Ähnlich dem pauschalen Verfahren lässt sich anhand der bereits ermittelten Leistungswerte die Ausfallarbeit berechnen. Hierzu werden die viertelstundenscharf erfassten Leistungswerte in den nachfolgenden Formeln berücksichtigt.

$$W_{A,i} = (P_{i,\text{soll}} - \max(P_{i,\text{ist}}, P_{\text{red}})) * 0,25 \text{ h} \quad \text{mit } P_{i,\text{ist}} < P_{i,\text{soll}} \text{ und } P_{\text{red}} < P_{i,\text{soll}}$$

$$W_{A,i} = 0 \quad \text{mit } P_{i,\text{ist}} \geq P_{i,\text{soll}} \text{ und } P_{\text{red}} \geq P_{i,\text{soll}}$$

$W_{A,i}$ Ausfallarbeit in einer Viertelstunde der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kWh

$P_{i,\text{ist}}$ tatsächliche Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

P_{red} zu reduzierender Leistungswert der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

Je Viertelstunde ergibt sich die entschädigungsberechtigte Leistung aus der Differenz der Soll-Leistung ($P_{i,\text{soll}}$) und dem Maximalwert der tatsächlich gemessenen Einspeiseleistung ($P_{i,\text{ist}}$) bzw. der vorgegebenen reduzierten Einspeiseleistung (P_{red}). Wird die Reduzierung nicht in vollem Umfang durchgeführt, so wird auf den höheren Ist-Wert abgestellt. Ergibt sich eine negative Leistungsdifferenz, so wird diese bei der weiteren Entschädigungsermittlung nicht berücksichtigt. Dieser Fall liegt beispielsweise vor, wenn die Soll-Leistung ($P_{i,\text{soll}}$) kleiner ist als die Ist-Leistung ($P_{i,\text{ist}}$).

In Abbildung 3 wird die Einspeisemanagementsituation grafisch dargestellt. Die Abbildung unterstellt, dass sich der Anlagenbetreiber stets an die vorgegebene Reduzierung der Leistung gehalten hat.

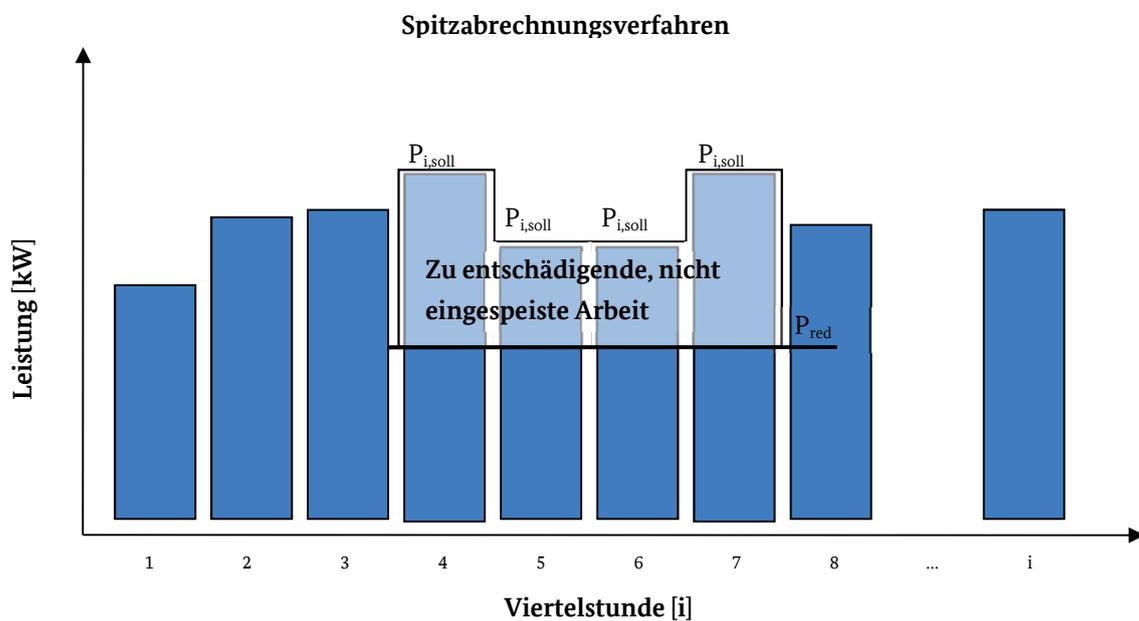


Abbildung 3: Darstellung des Spitzabrechnungsverfahrens einer WEA

2.3.2 Biomasse

Biomasseanlagen sind in der Regel durch einen Kuppelproduktionsprozess gekennzeichnet, bei dem Strom und Wärme erzeugt wird. Im Falle einer Einspeisemanagement-Maßnahme ist auf Anforderung des Netzbetreibers die Stromeinspeisung zu reduzieren.

2.3.2.1 Pauschales Verfahren für Biomasseanlagen

Da Biomasseanlagen in der Regel auf den Volllastbetrieb (mit einer hohen Benutzungszahl) ausgelegt sind und die Stromerzeugung nur sehr geringen Schwankungen unterliegt, wird vereinfacht von einem vergleichbaren Betrieb während der Einspeisemanagement-Maßnahme ausgegangen. D.h. die letzte

vollständig erfasste Viertelstunde (P_0) wird als Soll-Leistung festgeschrieben. Der Anlagenbetreiber ist verpflichtet, auf die Anweisung des Netzbetreibers zur Reduzierung der Stromeinspeisung zu reagieren.

Die während einer möglichen Abfahrtrampe erzeugte Strommenge ist vergütungs-, aber nicht entschädigungsberechtigt.

Nach der Beendigung der Einspeisemanagement-Maßnahme kann der Anlagenbetreiber die Leistung seiner Anlage wieder hochfahren. Der Hochfahrprozess kann hierfür anlagenspezifisch eine längere Zeit in Anspruch nehmen.

Die Mindereinspeisung aufgrund der Hochfahraktivitäten der Anlage ist entschädigungsberechtigt, da dieser Tatbestand in einem unmittelbar kausalen Verhältnis zur Einspeisemanagement-Maßnahme steht. Im pauschalen Verfahren wird unterstellt, dass die Ab- sowie Auffahrtrampe jeweils zwei 1/4 -Stunden andauern.

Unter der Voraussetzung, dass maximal die Differenz aus P_0 und P_{red} entschädigungsberechtigt ist, ergeben sich für die Berechnung der Ausfallarbeit je Viertelstunde, abhängig von der Ist-Einspeisung, folgende zwei Formeln.

$$W_{A,i} = (P_0 - \max(P_{i,\text{ist}}, P_{\text{red}})) * 0,25 \text{ h} \quad \text{mit } P_{i,\text{ist}} < P_0 \text{ und } P_{\text{red}} < P_0$$

$$W_{A,i} = 0 \quad \text{mit } P_{i,\text{ist}} \geq P_0 \text{ und } P_{\text{red}} \geq P_0$$

$W_{A,i}$	Ausfallarbeit in einer Viertelstunde der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kWh
P_0	letzter gemessener Leistungsmittelwert in kW
$P_{i,\text{ist}}$	tatsächliche Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW
P_{red}	zu reduzierender Leistungswert der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

Jahreszeit	Zeitraum	Entschädigungsberechtigte
		Zeitfenster
Sommer	01.03. – 31.10.	6:00 - 19:00 (7:00 - 20:00 MESZ ³)
Winter	01.01. – 28.(bzw. 29.) 02.	9:00 - 16:45
	01.11. – 31.12.	

Tabelle 1: Entschädigungsberechtigte Zeitfenster je Jahreszeit

Die tatsächliche Einspeisung ($P_{i,ist}$) wird während der Einspeisemanagement-Maßnahme für jede Viertelstunde als Leistungsmittelwert gemessen. Zuerst muss die nicht realisierte Leistung während der Einspeisemanagement-Maßnahme mit Hilfe eines Vereinfachungsansatzes ermittelt werden. Hierfür wird unterstellt, dass der Leistungsmittelwert des letzten vollständig gemessenen Zeitintervalls vor der Einspeisemanagement-Maßnahme (P_0) für diese repräsentativ ist. D.h. das Zeitintervall (letzte vollständig gemessene Viertelstunde vor der Einspeisemanagement-Maßnahme) muss innerhalb des entschädigungsberechtigten Zeitfensters liegen. Beginnt die Einspeisemanagement-Maßnahme außerhalb dieses Zeitfensters, ist das letzte vollständig gemessene Zeitintervall aus dem entschädigungsberechtigten Zeitfenster des Vortages anzusetzen.

Unter der Voraussetzung, dass maximal die Differenz aus P_0 und P_{red} entschädigungsberechtigt ist und nicht der entschädigungsberechtigte Zeitraum (außerhalb des Zeitfensters) sowie Zeiten, in denen die Ist-Einspeisung größer als die reduzierte Einspeisung (P_{red}) ist, ergeben sich folgende Formeln:

$$W_{A,i} = (P_0 - \max(P_{i,ist}, P_{red})) * 0,25 \text{ h} \quad \text{mit } P_{i,ist} < P_0 \text{ und } P_{red} < P_0$$

$$W_{A,i} = 0 \quad \text{mit } P_{i,ist} \geq P_0 \text{ und } P_{red} \geq P_0$$

$$W_{A,i} = 0 \quad \text{mit } i \neq \text{Entschädigungsberechtigte Zeiten}$$

$W_{A,i}$ Ausfallarbeit in einer Viertelstunde der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kWh

P_0 letzter gemessener Leistungsmittelwert in kW

$P_{i,ist}$ tatsächliche Leistung im Zeitintervall der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

³ MESZ – Mittteleuropäische Sommerzeit

P_{red} zu reduzierender Leistungswert der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

Abbildung 5 veranschaulicht das pauschale Verfahren zur Ermittlung der Ausfallarbeit im Rahmen des Einspeisemanagements bei Solaranlagen. Dabei wird unterstellt, dass die Einspeisemanagement-Maßnahme in das nicht entschädigungsberechtigte Zeitfenster hinein andauert und somit für die Zeit außerhalb des Zeitfensters keine Ausfallarbeit ermittelt wird.

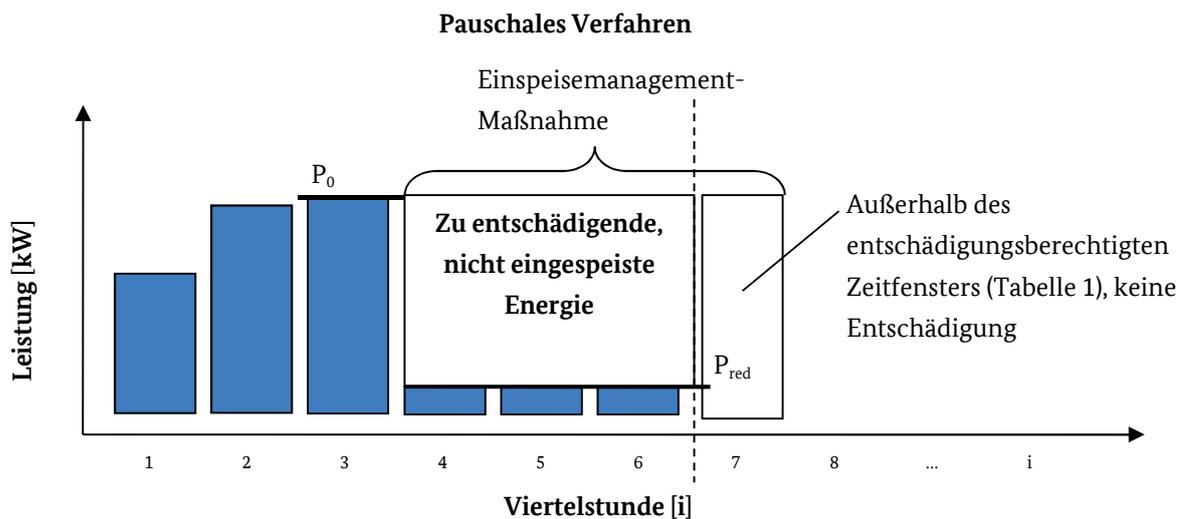


Abbildung 5: Darstellung der zu entschädigenden Ausfallarbeit im pauschalen Verfahren für Solaranlagen

2.3.4.2 Pauschales Verfahren für Solaranlagen ohne registrierender Leistungsmessung

Für Anlagen ohne registrierende Leistungsmessung wird die Leistung zum Zeitpunkt der Einspeisemanagement-Maßnahme mittels einer pauschalen Annahme ermittelt. Damit wird der fehlenden Leistungsmessung Rechnung getragen.

Die zu berücksichtigende Soll-Leistung entspricht hierbei vereinfachend dem in der nachfolgenden Tabelle angegebenen Anlagenfaktor multipliziert mit der installierten Leistung. Es wird zwischen der Tageskernzeit mit starker Sonneneinstrahlung und der Tagesrandzeit (vor und hinter der Tageskernzeit) unterschieden.

Jahreszeit	Zeitraum Tagesrandzeit	Anlagenfaktor	Zeitraum Tageskernzeit	Anlagenfaktor ⁴
Sommer	6:00 – 9:00 & 15:00 – 19:00 (07:00 – 10:00 & 16:00 – 20:00 MESZ)	0,2456	9:00 – 15:00 (10:00 – 16:00 MESZ)	0,6189
Winter	9:00 – 10:00 & 14:00 – 16:45	0,2796	10:00 – 14:00	0,5030

Tabelle 2: Definition der Tageskern- und –randzeit sowie des Anlagenfaktors

Es wird vereinfacht unterstellt, dass Anlagen ohne registrierende Leistungsmessung nicht in Stufen geregelt werden. Es ist daher von einer Reduzierung der Ist-Leistung auf Null auszugehen. Somit ermittelt sich die Ausfallarbeit während der Einspeisemanagement-Maßnahme wie in der folgenden Formel dargestellt:

$$P_{i,soll} = \text{Anlagenfaktor} * P_{inst}$$

$P_{i,soll}$ ermittelte mögliche Soll-Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

P_{inst} installierte Nennleistung der Solaranlage in kW

Sollte die Reduzierung der Ist-Leistung nicht auf Null erfolgt sein, ist das Ergebnis $P_{i,soll}$ vor der Ermittlung der Ausfallarbeit $W_{A,i}$ mit dem reduzierten Leistungswert in Prozent zu multiplizieren. Wenn demnach die Anlage beispielsweise auf 30 % abgeregelt worden ist, wird 70 % (= 100 % - 30 %) der ermittelten Soll-Leistung für die Ermittlung der Ausfallarbeit angesetzt.

⁴ Vgl. Y.-M. Saint-Drenan, S. Bofinger, K. Rohrig: Kurzstudie zur Ermittlung der Entschädigungsparameter für das Einspeisemanagement bei PV-Anlagen. http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/Grafiken/pdf/IWES_Studie_Entschaedigungsparameter.pdf (abgerufen am 16.12.2013)

$$P_{i,soll} = \text{Anlagenfaktor} * P_{inst} * (100 \% - \text{Reduzierung der IST-Leistung})$$

$$W_{A,i} = P_{i,soll} * 0,25 \text{ h}$$

$$W_{A,i} = 0 \quad \text{mit } i \neq \text{Entschädigungsberechtigte Zeiten}$$

$W_{A,i}$ Ausfallarbeit in einer Viertelstunde der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kWh

2.3.4.3 Spitzabrechnungsverfahren bei Solaranlagen

Im Spitzabrechnungsverfahren wird die Ausfallarbeit mit Hilfe des Einstrahlungsmessverfahrens ermittelt. Für das Verfahren ist neben einer registrierenden Leistungsmessung eine messtechnische Aufzeichnung der Strahlungsleistung am Anlagenstandort erforderlich. Dem Anlagenbetreiber wird damit die Möglichkeit gegeben, unterschiedliche Strahlungsverhältnisse während der Einspeisemanagement-Maßnahme abzubilden.

Grundlagen

Die Anwendung des Spitzabrechnungsverfahrens ist möglich, wenn der Anlagenbetreiber über ein geeignetes Messgerät verfügt.

Der Energieertrag einer Solaranlage ist abhängig von sich laufend ändernden Einflussfaktoren. Aus diesem Grund ist die theoretische Leistungsfähigkeit einer Solaranlage durch eine Messung der Strahlungsintensität zu ermitteln. Für die Strahlungsleistung ist die Dauer der Einspeisemanagement-Maßnahme, sowie die Stunde zuvor (Vergleichszeitraum) maßgeblich. In jedem Fall müssen sich die theoretische Leistung und die (reduzierte) Ist-Leistung gleichermaßen auf den kleinsten möglichen, den Einspeisemanagement-Zeitraum umschließenden Zeitraum beziehen.

Im Vergleichszeitraum und während der Einspeisemanagement-Maßnahme müssen die Messanordnung (Ausrichtung des Strahlungsmessgerätes) und die Messung am Strahlungsmessgerät unverändert bleiben.

Als Vergleichszeitraum wird die letzte vollständig gemessene Stunde vor der Einspeisemanagement-Maßnahme definiert. In dieser zu berücksichtigenden Stunde müssen Messwerte für die Ist-Einspeisung sowie die Strahlungsleistung vorhanden sein. Eine Berücksichtigung einer Stunde in der Nacht ist somit nicht ansetzbar. In solchen Fällen kann hilfsweise die letzte vollständig gemessene Stunde des Vortags herangezogen werden, in der Messwerte für die Ist-Einspeisung sowie für die Strahlungsleistung vorhanden sind. Des Weiteren darf keine Einspeisemanagement-Maßnahme gegenüber dieser Anlage im

Vergleichszeitraum stattgefunden haben. Es ist auf die Messwerte der Ist-Leistung sowie der Strahlungsleistung abzustellen.

Berechnung der theoretischen Leistung

Die Ermittlung der theoretischen Leistung im Vergleichszeitraum ($P_{VZ,theo}$) erfolgt, indem die Anlagenfläche mit dem Modulwirkungsgrad und der gemessenen Strahlungsleistung für die Dauer des Vergleichszeitraumes multipliziert wird:

$$P_{VZ,theo} = A_{PV} * \text{Modulwirkungsgrad} * G_{VZ}$$

$P_{VZ,theo}$ Durchschnittliche theoretische Leistung der Gesamtanlage im Vergleichszeitraum in kW

A_{PV} Generatorfläche der Solaranlage in m^2

Modulwirkungsgrad PV Modulwirkungsgrad in %

G_{VZ} Durchschnittliche Einstrahlungsleistung für die Dauer des Vergleichszeitraumes
in kW/m^2

Ermittlung des Qualitätsfaktors

Um die tatsächliche Leistung aus der theoretischen Leistung während der Einspeisemanagement-Maßnahme ableiten zu können, ist ein Qualitätsfaktor zu berechnen. Dieser legt den durchschnittlichen Anlagenwirkungsgrad einer Anlage während der Einspeisemanagement-Maßnahme fest.

Der Qualitätsfaktor (Q) ermittelt sich aus dem Verhältnis zwischen der tatsächlich erzielbaren Leistung ($P_{VZ,ist}$) und der theoretisch möglichen Leistung ($P_{VZ,theo}$) innerhalb des Vergleichszeitraumes.

$$Q = \frac{P_{VZ,ist}}{P_{VZ,theo}}$$

Q Qualitätsfaktor = Anlagenwirkungsgrad in %

$P_{VZ,ist}$ Durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum an der Abrechnungsmessung
in kW

$P_{VZ,theo}$ Durchschnittliche theoretische Leistung der Gesamtanlage im Vergleichszeitraum in kW

Grundformel für die Soll-Leistung

Die Ermittlung der Soll-Leistung erfolgt unter Berücksichtigung der theoretischen Leistung und des Qualitätsfaktors. Der Qualitätsfaktor berücksichtigt die Transport- und Umwandlungsverluste, sowie eingeschränkte Leistungsabgaben wegen beispielsweise Modulverschmutzungen, Modulalterung, Einschränkungen durch die Wechselrichterleistung und Beeinträchtigungen wegen Verschaltungsproblemen.

Zur Ableitung einer möglichst realistischen, während einer Einspeisemanagement-Maßnahme vorliegenden Soll-Leistung ($P_{i,soll}$) ist auf Basis der spezifischen Einstrahlungsbedingungen die theoretische Leistung ($P_{i,theo}$) um den Qualitätsfaktor (Q) zu korrigieren. Die Berechnung ist für jede Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme durchzuführen.

$$P_{i,theo} = A_{PV} * \text{Modulwirkungsgrad} * G_i$$

$P_{i,theo}$ theoretische Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

A_{PV} Generatorfläche der PV Anlage in m²

Modulwirkungsgrad PV Modulwirkungsgrad in %

G_i Durchschnittliche Einstrahlungsleistung der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW/m²

$$P_{i,soll} = P_{i,theo} * Q$$

$P_{i,soll}$ Soll-Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

Q Qualitätsfaktor = Anlagenwirkungsgrad in %

Ermittlung der Ausfallarbeit

Für die Ermittlung der Ausfallarbeit ergeben sich die folgenden Formeln:

$$W_{A,i} = (P_{i,soll} - \max(P_{i,ist}, P_{red})) * 0,25 \text{ h} \quad \text{mit } P_{i,ist} < P_{i,soll} \text{ und } P_{red} < P_{i,soll}$$

$$W_{A,i} = 0 \quad \text{mit } P_{i,ist} \geq P_{i,soll} \text{ und } P_{red} \geq P_{i,soll}$$

$W_{A,i}$	Ausfallarbeit in einer Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kWh
$P_{i,soll}$	ermittelte mögliche Soll-Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW
$P_{i,ist}$	tatsächliche Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW
P_{red}	vorgegebener reduzierter Leistungswert während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW
h	Stunde

2.3.5 KWK-Anlagen

Betreiber von KWK-Anlagen im Sinne von § 3 Nr. 32 EEG i.V.m. § 2 Nr. 14 KWKG⁵ haben einen Anspruch auf Entschädigung nach § 15 Abs. 1 EEG i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG, soweit sie vorrangberechtigten "KWK-Strom" aus einer "hocheffizienten" KWK-Anlage im Sinne von § 3 Abs. 1 S. 1, 3 KWKG i.V.m. § 11 Abs. 1 und 5 EEG aufgrund einer Einspeisemanagement-Maßnahme nach § 14 Abs. 1 EEG i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG nicht einspeisen konnten.

Als Ausfallarbeit für die Ermittlung der Einspeisemanagement-Entschädigung kommt allein der vorrangberechtigte KWK-Strom-Anteil in Betracht. Der ohne Minderung der Wärmeerzeugung regelbare Kondensationsstromanteil einer KWK-Anlage ist hingegen nicht vom Einspeisemanagement umfasst, sondern unterliegt der Abregelung als konventionelle Erzeugung. Dasselbe gilt für die ebenfalls nicht vorrangberechtigte Gesamteinspeisung aus nicht hocheffizienten KWK-Anlagen.

Betreiber von Anlagen, für die gemäß der Festlegung BK6-13-200 der Bundesnetzagentur Kraftwerkseinsatzplanungsdaten (KWEP) an die Übertragungsnetzbetreiber übermittelt werden, können nur das Spitzabrechnungsverfahren in Anspruch nehmen.

⁵ Die in diesem Abschnitt gebräuchliche Abkürzung KWKG bezieht sich auf die Fassung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, die zum 01.01.2017 in Kraft getreten ist, soweit nicht ausdrücklich auf eine andere Fassung des KWKG Bezug genommen wird.

Betreiber einer KWK-Anlage mit einer Netto-Nennleistung kleiner 10 MW, die keine KWEP-Daten gemäß der Festlegung übermitteln, können das pauschale oder das Spitzabrechnungsverfahren in Anspruch nehmen. Sofern sie das Spitzabrechnungsverfahren in Anspruch nehmen, ist eine vortägige Datenübermittlung an den Anschlussnetzbetreiber sicherzustellen. Anstelle der KWEP-Daten müssen in dem Fall Daten mit vergleichbarem Inhalt in geeigneter Form bis 14:30 Uhr des Vortags dem Anschlussnetzbetreiber mitgeteilt werden.

2.3.5.1 Pauschales Verfahren für KWK-Anlagen

Zur Ermittlung der Ausfallarbeit wird der Leistungsmittelwert des letzten vollständig gemessenen Zeitintervalls (P_0) vor der Einspeisemanagement-Maßnahme herangezogen, der für diese repräsentativ ist. Das heißt, es wird vereinfacht unterstellt, dass die letzte vollständig gemessene Viertelstunde der abrechnungsrelevanten Zählleinrichtung die Situation während der Einspeisemanagement-Maßnahme wiedergibt.

Mit der Differenz aus dem letzten gemessenen Leistungsmittelwert vor der Einspeisemanagement-Maßnahme (P_0) und dem größeren Wert der tatsächlich gemessenen Einspeisung ($P_{i,ist}$) bzw. der vorgegebenen reduzierten Einspeisung (P_{red}) wird die entschädigungsberechtigte Leistung ermittelt. Wird die Reduzierung nicht in vollem Umfang durchgeführt, so wird auf den höheren Ist-Wert abgestellt. Die tatsächliche Einspeisung ($P_{i,ist}$) wird während der Einspeisemanagement-Maßnahme für jede Viertelstunde als Leistungsmittelwert gemessen. Im Idealfall sind P_{red} und $P_{i,ist}$ gleich.

Im pauschalen Verfahren wird unterstellt, dass die Ab- sowie Auffahrrampe jeweils zwei 1/4 –Stunden andauern.

Unter der Voraussetzung, dass maximal die Differenz aus P_0 und P_{red} entschädigungsberechtigt ist, ergeben sich für die Berechnung der Ausfallarbeit je Viertelstunde, abhängig von der Ist-Einspeisung, folgende zwei Formeln.

$$W_{A,i} = (P_0 - \max(P_{i,ist}, P_{red})) * 0,25 \text{ h} \quad \text{mit } P_{i,ist} < P_0 \text{ und } P_{red} < P_0$$

$$W_{A,i} = 0 \quad \text{mit } P_{i,ist} \geq P_0 \text{ und } P_{red} \geq P_0$$

$W_{A,i}$	Ausfallarbeit der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kWh
P_0	letzter gemessener Leistungsmittelwert in kW
$P_{i,ist}$	tatsächliche Leistung je Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW
P_{red}	zu reduzierender Leistungswert in kW

2.3.5.2 Spitzabrechnungsverfahren für KWK-Anlagen

Wird eine KWK-Anlage aufgrund einer Einspeisemanagement-Maßnahme geregelt, verwendet der Anlagenbetreiber für die Ermittlung der Ausfallarbeit die an den Übertragungsnetzbetreiber übermittelten Kraftwerkseinsatzplanungsdaten. Voraussetzung für diese Herangehensweise ist, dass die Erzeugung der KWK-Anlage auf dargebotsunabhängigen Energieträgern beruht.

Gemäß Festlegung BK6-13-200 der Bundesnetzagentur ist der KWK-Anlagenbetreiber verpflichtet, die Kraftwerkseinsatzplanungsdaten für den betreffenden Tag (D) in Übereinstimmung mit der auch im sonstigen Fahrplanverkehr nach dem Standard-Bilanzkreisvertrag geltenden Frist bis spätestens 14:30 Uhr des Vortages (D-1) an den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber zu melden. In dieser Meldung wird die gewünschte Einspeisemenge je Viertelstunde angegeben. Da sich die Kraftwerkseinsatzplanungsdaten zwischen 14:30 Uhr des Vortages und dem eigentlichen Erfüllungszeitpunkt am Erfüllungstag noch aus vielfältigen Gründen ändern können, der Übertragungsnetzbetreiber aber die ihm obliegenden Berechnungen nur dann zuverlässig erledigen kann, wenn diese auf stets aktueller Datengrundlage erfolgen, ist der Einsatzverantwortliche verpflichtet, unverzüglich nach Eintritt von Tatsachen, die eine Änderung der Einsatzplanungsdaten auslösen, dies dem Übertragungsnetzbetreiber elektronisch mitzuteilen. Maßgeblich für die Ermittlung der Ausfallarbeit sind die letzten an den Übertragungsnetzbetreiber gemeldeten Kraftwerkseinsatzplanungsdaten.

Die für jede Viertelstunde angegebene Leistung in der Meldung der Kraftwerkseinsatzplanungsdaten wird als Soll-Leistung ($P_{i,soll}$) zugrunde gelegt. Das heißt, es wird vereinfachend unterstellt, dass die in der Meldung angegebene Leistung eingespeist worden wäre, wenn es zu keiner Einspeisemanagement-Maßnahme gekommen wäre. Die entschädigungsberechtigte Leistung ermittelt sich aus der Differenz der Soll-Leistung ($P_{i,soll}$) und dem größeren Wert der tatsächlich gemessenen Einspeisung ($P_{i,ist}$) bzw. der vorgegebenen reduzierten Einspeisung (P_{red}). Wird die Reduzierung nicht in vollem Umfang durchgeführt, so wird auf den höheren Ist-Wert ($P_{i,ist}$) abgestellt.

Unter der Voraussetzung, dass maximal die Differenz aus $P_{i,soll}$ und P_{red} entschädigungsberechtigt ist, ergeben sich für die Berechnung der Ausfallarbeit je Viertelstunde, abhängig von der Ist-Einspeisung, folgende zwei Formeln.

$$W_{A,i} = (P_{i,soll} - \max(P_{i,ist}, P_{red})) * 0,25 \text{ h} \quad \text{mit } P_{i,ist} < P_{i,soll} \text{ und } P_{red} < P_{i,soll}$$

$$W_{A,i} = 0 \quad \text{mit } P_{i,ist} \geq P_{i,soll} \text{ und } P_{red} \geq P_{i,soll}$$

$W_{A,i}$ Ausfallarbeit der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kWh

$P_{i,soll}$ gemäß der Kraftwerkseinsatzplanungsdaten gemeldete Soll-Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

$P_{i,ist}$ tatsächliche Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

P_{red}	vorgegebener reduzierter Leistungswert der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW
h	Stunde

2.3.6 Weitere Anlagen mit anderen Energieträgern

Bei weiteren vom Einspeisemanagement betroffenen Anlagen (z.B. Wasserkraft, reine EE-Stromspeicher im Sinne von § 2 Nr. 1 Halbsatz 2 EEG etc.) ist der Netzbetreiber verpflichtet, für die Prüfung der vom Anlagenbetreiber geltend gemachten Entschädigungsansprüche auch die Sachgerechtigkeit der zugrunde gelegten Berechnungsmethode sicherstellen. Der Anlagenbetreiber muss im Zweifel darlegen, mit welcher Methode die zur Abrechnung gestellte Ausfallarbeit sachgerecht ermittelt wurde.

2.4 Ermittlung der Entschädigungshöhe

Die Höhe des Entschädigungsanspruchs, den der Betreiber der abgeregelten EE- oder KWK-Anlage gegenüber dem Anschlussnetzbetreiber geltend machen kann, ergibt sich aus § 15 Abs. 1 S. 1 und 2 EEG.

Zur Ermittlung der Entschädigungszahlung für die Einspeisemanagement-Maßnahme⁶ werden die entgangenen Einnahmen des Anlagenbetreibers aller Viertelstunden der Einspeisemanagement-Maßnahme addiert, seine angefallenen zusätzlichen Aufwendungen hinzuaddiert und seine ersparten Aufwendungen abgezogen:

$$\begin{aligned} \text{Entschädigungszahlung in Euro} &= \sum_{i=1}^n \text{Entgangene Einnahmen in Viertelstunde } i \\ &+ \text{zusätzliche Aufwendungen} \\ &- \text{ersparte Aufwendungen} \end{aligned}$$

n Anzahl der von der Einspeisemanagement-Maßnahme betroffenen Viertelstunden

i von der Einspeisemanagement-Maßnahme betroffene Viertelstunde

Die Bestimmung der "entgangenen Einnahmen", der "zusätzlichen Aufwendungen" sowie der "ersparten Aufwendungen" wird im folgenden Abschnitt 2.4.1 am Anwendungsfall einer EE-Anlage, die der Veräußerungsform der Einspeisevergütung zugeordnet ist, grundlegend erläutert. Besonderheiten, die sich bei EE-Anlagen in der Direktvermarktung sowie bei KWK-Anlagen ergeben, werden anschließend in den Abschnitten 2.4.2 und 2.4.3 erläutert.

2.4.1 EE-Anlagen mit Einspeisevergütung

Wird die Einspeisung einer EE-Anlage, die der Veräußerungsform der Einspeisevergütung zugeordnet ist (vgl. § 21b Abs. 1 Nr. 2 EEG), per Einspeisemanagement abgeregelt, berechnet sich die Höhe der Entschädigungszahlung wie im Folgenden dargestellt. Dafür muss insbesondere die nicht eingespeiste Arbeit (Ausfallarbeit) finanziell bewertet werden.

2.4.1.1 Entgangene Einnahmen

Als "entgangene Einnahmen" im Sinne von § 15 Abs. 1 EEG sind Zahlungen zu berücksichtigen, die der Betreiber aufgrund der Abregelung seiner EE-Anlage per Einspeisemanagement nicht erhält. Der Schaden in

⁶ Zur "Einspeisemanagement-Maßnahme" vgl. oben Abschnitt 2.1 "Allgemeines".

Form der entgangenen Einnahmen muss unmittelbar kausal durch die Abregelung entstehen. Der Anlagenbetreiber ist nach der allgemeinen zivilrechtlichen Schadensminderungspflicht gehalten, seine entgangenen Einnahmen so gering wie möglich zu halten. Soweit er diese Obliegenheit verletzt, ist sein Anspruch auf Entschädigung entsprechend gekürzt.

Entgangene Einspeisevergütung für Ausfallarbeit

Als entgangene Einnahmen sind alle Zahlungen nach dem EEG erfasst, die der Anlagenbetreiber für den Strom erhalten hätte, den er allein aufgrund des Einspeisemanagements nicht einspeisen konnte (Ausfallarbeit). Dabei geht es im Kern um die Einspeisevergütung nach § 21 i.V.m. § 19 EEG, auch soweit die Zahlung beispielsweise durch Bonus-Ansprüche erhöht oder durch andere Bestimmungen verringert ist (z.B. nach den §§ 51 ff. EEG bei verringerten Zahlungsansprüchen aufgrund von Pflichtverstößen, negativen Preisen etc.).

Für die Berechnung der entgangenen Einnahmen aufgrund abgeregelter Einspeisung in ein Netz der allgemeinen Versorgung sind die für die jeweilige Anlage geltenden Zahlungsansprüche nach dem EEG anzusetzen.⁷ Solange unterjährige Zahlungsbestandteile (z.B. Boni) noch nicht feststehen, kann insoweit für die Ermittlung dieser Bestandteile auf die Durchschnittszahlungen nach dem EEG der Abrechnung des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres abgestellt werden. In einer Jahresendabrechnung sind angefallene Abweichungen auszugleichen.

Eine detaillierte Beschreibung der Ermittlung der Ausfallarbeit wird in Abschnitt 2.3 dargestellt.

Entgangene Wärmeerlöse

Sofern die EE-Anlage (z.B. Biogas-Anlage) über eine Wärmeauskopplung verfügt und die Abregelung der Stromeinspeisung zugleich die gekoppelte Wärmeerzeugung mindert, können die entgangenen Einnahmen zusätzlich auch entgangene Wärmeerlöse mit umfassen.

Ob dem Anlagenbetreiber in einem solchen Fall Wärmeerlöse entgehen, hängt davon ab, wie er auf die geminderte Wärmeerzeugung reagiert. Die Entscheidung, ob und wie er die Wärmeversorgung durch eine Ersatzwärmeversorgung aufrecht erhält oder für die Dauer der Einspeisemanagement-Maßnahme mindert bzw. unterbricht, liegt in seiner Verantwortung und Risikosphäre. Entgangene Wärmeerlöse fallen nur bei einer tatsächlichen Minderung oder Unterbrechung an.

Die entgangenen Wärmeerlöse ermitteln sich in diesem Fall grundsätzlich aus der nicht eingespeisten Wärme (Ausfallwärme) und dem vereinbarten Wärmelieferungspreis. Die anrechnungsfähige Ausfallwärme ist auf die

⁷ Auch für abgeregelte Einspeisung, die kaufmännisch-bilanziell in ein Netz der allgemeinen Versorgung erfolgt, entgeht die Einspeisevergütung (§ 11 Abs. 2 EEG). Soweit hingegen Einspeisung abgeregelt wird, die nicht in ein Netz der allgemeinen Versorgung erfolgt, entgeht auch keine Einspeisevergütung (§ 21 EEG).

jeweilige Wärmenachfrage im Zeitraum der Einspeisemanagement-Maßnahme beschränkt. Als Preis für die Wärme ist allein der Preisanteil für die Wärmelieferung anzusetzen. Die Höhe des Wärmelieferungspreises ist nachzuweisen. Anrechenbar sind allein die tatsächlich "entgangenen" Einnahmen für die Lieferung von Wärme, die während einer Einspeisemanagement-Maßnahme folglich nicht höher als sonst sein können. Die entgangenen Einnahmen aus der gekoppelten Wärmeerzeugung sind auf den tatsächlichen Schaden begrenzt.

Berücksichtigung des Selbstbehalts bei Anlagen mit Inbetriebnahme nach dem 01.01.2012

Die errechneten entgangenen Einnahmen sind bei Einspeisemanagement-Maßnahmen gegenüber "Neuanlagen", die ab dem 01.01.2012 in Betrieb genommen worden sind, mit 0,95 zu multiplizieren, da gemäß § 15 Abs. 1 EEG lediglich 95 % der entgangenen Einnahmen für die Entschädigung berücksichtigt werden dürfen. Dadurch trägt der Anlagenbetreiber einen gewissen "Selbstbehalt" an seinen entgangenen Einnahmen, den er nicht ersetzt bekommt. Um diese schwer kalkulierbaren Risiken für den Anlagenbetreiber zu beschränken, ist der Selbstbehalt gedeckelt: Gemäß § 15 Abs. 1 S. 2 EEG sind Betreiber, ab dem Zeitpunkt, in dem die entgangenen Einnahmen nach Satz 1 in einem Jahr 1 Prozent der Einnahmen dieses Jahres übersteigen, für die weiteren entgangenen Einnahmen ab diesem Zeitpunkt zu 100 % zu entschädigen. Für die Entschädigungsansprüche bis zum Erreichen der Schwelle bleibt es bei dem Selbstbehalt. Als "**Einnahmen dieses Jahres**" sind alle für die jeweilige Anlage erhaltenen Zahlungen einschließlich der Entschädigungszahlungen gemäß § 15 EEG zu verstehen. Hierbei werden die entgangenen Einnahmen, die unter oder genau bei 1 Prozent der Einnahmen des Kalenderjahres liegen, lediglich zu 95 % berücksichtigt. Die entgangenen Einnahmen, die über der 1 Prozent-Schwelle der Jahreseinnahmen liegen, werden hingegen zu 100 % berücksichtigt.

Entgangene Einnahmen je Viertelstunde $i = (W_{A,i} * Z_{Einsp} / 100 + \text{entgangene Wärmeerlöse}) * 0,95$

$W_{A,i}$ Ausfallarbeit in der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kWh

Z_{Einsp} Zahlungen gemäß EEG in ct/kWh

Kein Selbstbehalt bei Altanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.01.2012

Soweit eine "Altanlage", die vor dem 01.01.2012 in Betrieb genommen wurde, per Einspeisemanagement abgeregelt wird, hat der Betreiber weiterhin Anspruch auf eine Entschädigung von 100 % seiner entgangenen Einnahmen (§ 100 Abs. 2 S. 1 Nr. 10 EEG 2017 i.V.m. § 66 Abs. 1 Nr. 5a EEG 2012 in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung). Für Altanlagen ist kein Selbstbehalt vorgesehen.

Entgangene Einnahmen je Viertelstunde $i = W_{A,i} * Z_{Einsp} / 100 +$ entgangene Wärmeerlöse

$W_{A,i}$	Ausfallarbeit in der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kWh
Z_{Einsp}	Zahlungen gemäß EEG in ct/kWh

2.4.1.2 Zusätzliche Aufwendungen

"Zusätzliche Aufwendungen" im Sinne von § 15 Abs. 1 EEG stellen Aufwendungen des Betreibers dar, die aufgrund der Einspeisemanagement-Maßnahme an seiner Anlage zusätzlich notwendig wurden und ohne die Einspeisemanagement-Maßnahme nicht angefallen wären. Der Schaden in Form zusätzlicher Aufwendungen muss unmittelbar kausal und durch die Einspeisemanagement-Maßnahme nach § 14 EEG entstehen. Der Anlagenbetreiber ist nach der allgemeinen zivilrechtlichen Schadensminderungspflicht gehalten, seine zusätzlichen Aufwendungen so gering wie möglich zu halten. Soweit er diese Obliegenheit verletzt, ist sein Anspruch auf Entschädigung entsprechend gekürzt.

Beispiele für zusätzliche Aufwendungen:

Zusätzliche Aufwendungen können durch den Einsatz einer angemessenen Ersatzwärmeversorgung insbesondere für den zusätzlich bezogenen Strom (bei einer elektrischen Wärmezeugung) oder den eingesetzten Brennstoff (bei einer thermischen Wärmezeugung) entstehen, soweit z. B. die Stromeinspeisung aus einer Biomasse-Anlage, welche auch der Wärmeversorgung dient, abgeregelt wird und der Betreiber aufgrund der Einspeisemanagement-Maßnahme die gekoppelte Wärmezeugung nicht aufrecht erhalten kann.⁸ Des Weiteren können zusätzliche Aufwendungen für zusätzlich bezogenen Strom des Anlagenbetreibers entstehen, soweit er eigene Stromverbräuche oder Stromlieferungen an andere Letztverbraucher vor der Einspeisestelle aufgrund der Abregelung seiner Anlage nicht mehr aus dem selbst erzeugten Strom decken kann. Zusätzlich bezogener Strom kann in beiden Beispielfällen als zusätzliche Aufwendungen für die Entschädigungszahlung angerechnet werden, soweit der Schaden nicht bereits durch einen bilanziellen Ausgleich der abgeregelten Strommengen ausgeglichen wird.

Beispiele, die *keine* zusätzlichen Aufwendungen darstellen:

- Zeitunabhängige Kosten wie beispielsweise Zinsen, Tilgung und Abschreibungen (z.B. für eine Anlage zur Ersatzwärmeerzeugung)
- Verwaltungs- oder Abrechnungskosten für die Abwicklung der Entschädigungsansprüche
- Anteilige Kosten für Messeinrichtungen u.ä.

⁸ Soweit der Anlagenbetreiber seine Wärmelieferverpflichtungen durch die Ersatzwärmeversorgung einhält, erhält er auch die entsprechenden Wärmeerlöse. "Entgangene Einnahmen" in Form entgangener Wärmeerlöse scheiden insoweit folglich aus.

In diesen Fällen handelt es sich nicht um Kosten, die unmittelbar kausal durch die Einspeisemanagement-Maßnahme verursacht werden. Es handelt sich nicht um entschädigungsfähige zusätzliche Aufwendungen im Sinne von § 15 Abs. 1 EEG, sondern um Aufwendungen, die ohnehin entstehen bzw. dem Geschäft des Anlagenbetreibers zuzuordnen sind.

2.4.1.3 Ersparte Aufwendungen

Als "ersparte Aufwendungen" im Sinne von § 15 Abs. 1 EEG sind alle Aufwendungen des Betreibers zu verstehen, die aufgrund der Einspeisemanagement-Maßnahme an seiner Anlage nicht anfallen. Die Aufwendungen müssen unmittelbar kausal durch die Einspeisemanagement-Maßnahme nach § 14 EEG eingespart werden.

Dazu zählen beispielsweise:

- ersparte Brennstoffkosten,
- ersparte Zahlungen, die in Abhängigkeit von den erzeugten Strommengen anfallen (Wartungskosten für die Anlage oder Pachtzinsen für das Grundstück oder die Anlage etc.).

Beispiel zu ersparten Brennstoffkosten: Das während der Einspeisemanagement-Maßnahme nicht verbrauchte Biogas einer Biogas-Anlage ist als ersparte Aufwendung bei der Berechnung der Entschädigungshöhe abzuziehen, soweit das eingesparte Gas für den Betreiber nicht ausnahmsweise ohne Wert ist. Bei Betreibern, die erhöhte Zahlungen für die Flexibilität ihrer Anlage erhalten (z.B. ein Flexibilitätszuschlag oder eine Flexibilitätsprämie), ist vorauszusetzen, dass das eingesparte Biogas innerhalb angemessener Abruf-Zeitspannen nachträglich genutzt werden kann.

Den Anlagenbetreiber trifft im Rahmen seiner Abrechnung auch die Darlegungs- und Beweislast zur Höhe der ersparten Aufwendungen.

2.4.2 EE-Anlagen in der Direktvermarktung

Wird die Einspeisung einer EE-Anlage, die der Veräußerungsform der Direktvermarktung mit Marktprämie (§ 21b Abs. 1 Nr. 1 EEG) oder der sonstigen Direktvermarktung (§ 21b Abs. 1 Nr. 3 EEG) zugeordnet ist, per Einspeisemanagement abgeregelt, berechnet sich die Höhe der Entschädigung gemäß § 15 Abs. 1 EEG nach den gleichen Grundsätzen wie sie im Abschnitt 2.4.1 dargestellt wurden. Durch die Direktvermarktung ergeben sich jedoch zum Teil wesentliche Unterschiede, auf die im Folgenden eingegangen wird. Im Übrigen gelten die obigen Ausführungen der Abschnitte 2.1 bis 2.4.1 auch im Rahmen der Direktvermarktung.⁹

Erfolgt die Veräußerung des von der Anlage erzeugten Stroms im Wege der **Direktvermarktung mit Marktprämie**, ist als **entgangene Einnahme** nur die Marktprämie (MP) anzusetzen, da die Verkaufserlöse

⁹ Verfügt die EE-Anlage beispielsweise über eine gekoppelte Wärmeerzeugung, können auch im Rahmen der Direktvermarktung entgangene Wärmeerlöse oder zusätzliche Aufwendungen für den Einsatz einer angemessenen Ersatzwärmeversorgung anfallen.

unabhängig von der Einspeisemanagement-Maßnahme erzielt werden können. Ob darüber hinaus **zusätzliche** oder **ersparte Aufwendungen** wegen Bilanzkreisabweichungen (AW_{BK}) – insbesondere durch Ausgleichsenergie – anzusetzen sind, hängt davon ab, ob und wie ein bilanzieller Ausgleich erfolgt (s.u.).

Bei **sonstiger Direktvermarktung** fällt keine Marktprämie an. Soweit der Anlagenbetreiber jedoch ohne Einspeisemanagement-Maßnahme vermiedene Netzentgelte erhalten hätte, sind diese als entgangene Einnahme zu entschädigen. In diesem Abschnitt wird im Folgenden nicht zwischen Direktvermarktung mit Marktprämie und sonstiger Direktvermarktung differenziert. In den Formeln sind bei sonstiger Direktvermarktung für MP_i die entgangenen Einnahmen aus vermiedenen Netzentgelten anzusetzen.

Die Höhe der Entschädigungszahlung muss in einem ersten Schritt für jede von der Einspeisemanagement-Maßnahme betroffene Viertelstunde bestimmt werden (EZ_i), bevor anschließend die Viertelstundenwerte für die Einspeisemanagement-Maßnahme aufaddiert werden (s. Kap. 2.4.2.4).

$$EZ_i = 0,95 * MP_i * W_{A,i} / 100 + AW_{BK,i}$$

EZ_i Entschädigung in der Viertelstunde i in €

MP_i Marktprämie in der Viertelstunde i in ct/kWh

$W_{A,i}$ Ausfallarbeit in der Viertelstunde i in kWh

$AW_{BK,i}$ Zusätzliche ($AW_{BK,i}$ ist positiv) oder ersparte ($AW_{BK,i}$ ist negativ) Aufwendungen wegen Bilanzkreisabweichung in der Viertelstunde i in €

Hinsichtlich des Faktors von 0,95 für "Neuanlagen mit Selbstbehalt" gelten die Erläuterungen aus Abschnitt 2.4.1.1. Für "Altanlagen ohne Selbstbehalt" beträgt der Faktor eins.

Bezüglich der Bestimmung der Ausfallarbeit in der betrachteten Viertelstunde gelten keine Besonderheiten. Die Bestimmung erfolgt nach den im Abschnitt 2.3 dargelegten Grundsätzen.

Die Marktprämie wird kalendermonatlich berechnet (§ 23a S. 1 EEG) und ist daher für jede Viertelstunde der Einspeisemanagement-Maßnahme gleich. Bei Einspeisemanagement-Maßnahmen, die über den Monatswechsel andauern, unterscheiden sich die Marktprämien.

Die Aufwendungen wegen Bilanzkreisabweichung in der Viertelstunde ($AW_{BK,i}$) können positiv oder negativ sein. Positive Zahlen repräsentieren zusätzliche Aufwendungen, negative Zahlen ersparte Aufwendungen. Im Übrigen gilt für die Berücksichtigung von zusätzlichen oder ersparten Aufwendungen das Gleiche wie für EE-Anlagen mit Einspeisevergütung.

Anspruchsberechtigter ist der Anlagenbetreiber, auch wenn er sich für die Vermarktung des Stroms eines Direktvermarktungsunternehmers bedient (vgl. Kap. 2.4.2.2).

2.4.2.1 Gezielter bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber

Soweit für die Einspeisemanagement-Maßnahme ein gezielter bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber erfolgt, entstehen keine zusätzlichen oder ersparten Aufwendungen durch Bilanzkreisabweichungen infolge der Einspeisemanagement-Maßnahme. Die Mehr-Energie, die ohne die Einspeisemanagement-Maßnahme mit der Anlage erzeugt worden wäre, wird durch den bilanziellen Ausgleich ersetzt.

$$AW_{BK,i} = 0$$

$AW_{BK,i}$ Aufwendungen wegen Bilanzkreisabweichung in der Viertelstunde i in €

Ein gezielter bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber kann beispielsweise dadurch realisiert werden, dass die Einspeisemanagement-Maßnahme im Zusammenspiel mit der Leistungserhöhung eines anderen Kraftwerks erfolgt. Dies ist insbesondere bei der Behebung von Engpässen im Übertragungsnetz sinnvoll. Die beiden Einspeisemanagement-Maßnahmen zur Abregelung vor dem Engpass einerseits und zum Herauffahren hinter dem Engpass sind zu unterscheiden. Die Anforderung zur Leistungserhöhung erfolgt operativ wie auch bei der Abregelung eines konventionellen Kraftwerks im Wege einer Redispatch-Maßnahme. An die Stelle der Leistungsreduzierung aus einem konventionellen Kraftwerk tritt die Leistungsreduzierung aus der EE-Anlage im Wege des Einspeisemanagements. Die zusätzliche Energie, die durch die Leistungserhöhung eines konventionellen Kraftwerks erzeugt wird, wird über den Redispatch-Bilanzkreis des Übertragungsnetzbetreibers in den Bilanzkreis gebucht, über den die in der EE-Anlage erzeugte Energie bilanziert wird. Um die Marktprämie nicht zu gefährden (vgl. § 20 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 lit. a) EEG), bietet es sich an, den bilanziellen Ausgleich über einen separaten Unterbilanzkreis durchzuführen, der mit dem „sortenreinen“ Unterbilanzkreis saldiert wird.

Ein gezielter energetischer und bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber hat wesentliche Vorteile. Zum einen kann der Netzbetreiber die engpassentlastende Wirkung des hochfahrenden Kraftwerks und der herunterfahrenden Anlage gezielt einsetzen und koordinieren, so dass der mit dem Engpass verbundene Eingriff minimiert werden kann. Zum anderen wird die Einspeisemanagement-Maßnahme energetisch neutral durchgeführt. Dies vermeidet den Einsatz von Regelleistung und erhöht die Systemsicherheit.

Diese gezielte Kombination des Einspeisemanagement mit einem Redispatchvorgang des Übertragungsnetzbetreibers setzt allerdings voraus, dass die Einspeisemanagement-Maßnahme mit ausreichendem zeitlichem Vorlauf geplant wird und dass der Übertragungsnetzbetreiber die betroffene Anlage, den zugehörigen (Unter-)Bilanzkreis zur EE-Anlage und annähernd die abgeregelt Energiemenge kennt. Ferner ist es wichtig, dass der Netzbetreiber den Anlagenbetreiber vorab darüber informiert, dass und in welcher Höhe und für welche Zeiträume ein bilanzieller Ausgleich erfolgt, damit der Anlagenbetreiber (bzw. sein Direktvermarkter) seinerseits keinen bilanziellen Ausgleich vornimmt.¹⁰

Die Entscheidung darüber, ob Einspeisemanagement-Maßnahmen in dem hier beschriebenen Sinne durchgeführt werden, obliegt dem verantwortlichen Netzbetreiber. Die Voraussetzungen nach § 13 EnWG

¹⁰ Entsprechende Prozesse und Vorgehensweisen sind in der Praxis zu etablieren.

und § 14 EEG sind unabhängig von der gewählten Vorgehensweise einzuhalten. Dies gilt insbesondere für die Abschaltreihenfolge. Es gibt keinen Anspruch des Anlagenbetreibers, dass eine Einspeisemanagement-Maßnahme durch den Netzbetreiber bilanziell ausgeglichen wird.

Idealerweise steht der Bilanzkreis der Anlage durch den gezielten bilanziellen Ausgleich so, als hätte es die Einspeisemanagement-Maßnahme nicht gegeben. In der Praxis wird dies meist jedoch nicht der Fall sein, weil der Umfang des von den Netzbetreibern durchgeführten, gezielten bilanziellen Ausgleichs nicht exakt der tatsächlichen Ausfallarbeit gemäß Abschnitt 2.3 entspricht. Die verbleibenden, durch die Einspeisemanagement-Maßnahme verursachten Bilanzkreisabweichungen sind bei der Entschädigung zu berücksichtigen, siehe Abschnitt 2.4.2.3.

2.4.2.2 Bilanzieller Ausgleich durch Anlagenbetreiber oder Direktvermarktungsunternehmen

Wenn kein gezielter bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber erfolgt, fehlt die durch die Einspeisemanagement-Maßnahme verursachte Ausfallarbeit im Bilanzkreis, über den die Anlage vermarktet wird.

Grundsätzlich trifft die Pflicht, die Ausfallarbeit bilanziell auszugleichen, den Bilanzkreisverantwortlichen des Bilanzkreises, über den die Anlage vermarktet wird.

Voraussetzung ist allerdings, dass der Anlagenbetreiber rechtzeitig von der Einspeisemanagement-Maßnahme, deren Umfang und Dauer erfährt. Einspeisemanagement-Maßnahmen, die ausschließlich in Echtzeit per Rundsteuerung o. Ä. angeordnet werden, kann der Bilanzkreisverantwortliche nicht ausgleichen. Die Bundesnetzagentur ist in Anlehnung an § 5 Abs. 4 StromNZV der Auffassung, dass spätestens vier Viertelstunden nach Mitteilung der Einspeisemanagement-Maßnahme nach § 14 Abs. 2 EEG ein bilanzieller Ausgleich durch den Bilanzkreisverantwortlichen erfolgt sein kann und muss. Abzustellen ist auf die Mitteilung des Netzbetreibers gegenüber dem Anlagenbetreiber.¹¹

Soweit eine rechtzeitige Information des Anlagenbetreibers durch den Netzbetreiber erfolgt, haben Anlagenbetreiber und Bilanzkreisverantwortlicher in ihrem Innenverhältnis ausreichende Vorkehrungen zu treffen, um eine reibungslose Informationsweitergabe zu gewährleisten. Der Anlagenbetreiber kann auch mit dem Netzbetreiber vereinbaren, dass die Mitteilung unmittelbar an den Bilanzkreisverantwortlichen erfolgt.

Fehlt es an einer rechtzeitigen Information des Anlagenbetreibers durch den Netzbetreiber, kann dem Bilanzkreisverantwortlichen die durch die Einspeisemanagement-Maßnahme verursachte Bilanzkreisabweichung nicht entgegen gehalten werden. Die zusätzlichen und ersparten Aufwendungen durch Bilanzkreisabweichungen werden dann bei der Entschädigung berücksichtigt (s. Abschnitt 2.4.2.3).

¹¹ Bislang findet eine solche Vorabinformation des Anlagenbetreibers in der Regel allerdings nicht statt.

Entschädigungspflicht dem Grunde nach

Die **Kosten des bilanziellen Ausgleichs** sind dem Grunde nach als **zusätzliche Aufwendungen** nach § 15 Abs. 1 EEG zu entschädigen.

Dem steht nicht entgegen, dass Anspruchsberechtigter nach § 15 Abs. 1 EEG „der Anlagenbetreiber“ ist, die zusätzlichen Aufwendungen aber dem „Bilanzkreisverantwortlicher“ entstehen, der in vielen Fällen nicht mit dem Anlagenbetreiber identisch ist. Das EEG geht davon aus, dass der Anlagenbetreiber für die Veräußerung des Stroms verantwortlich ist. Im Rahmen der Direktvermarktung ist es erforderlich, dass der Strom in einem sortenreinen Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert wird (§ 20 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 EEG). Es gehört also nach dem EEG zu der Marktrolle des Anlagenbetreibers, den Strom unter Nutzung eines Bilanzkreises zu vermarkten. Somit sind auch die zusätzlichen und ersparten Aufwendungen zu berücksichtigen, die aus der Bewirtschaftung des Bilanzkreises durch den Anlagenbetreiber entstehen.

Auch wenn der Anlagenbetreiber ein drittes Unternehmen (sogenannter "Direktvermarktungsunternehmen")¹² mit der Vermarktung beauftragt hat oder den Bilanzkreis eines Dritten für die Bilanzierung des Stroms nutzt, sind zusätzliche Aufwendungen wegen Bilanzkreisungleichgewichten zu entschädigen. Zwar treten in diesem Fall – aufgrund der Vereinbarung des Anlagenbetreibers und des Bilanzkreisverantwortlichen in ihrem Innenverhältnis – die zusätzlichen und ersparten Aufwendungen beim Bilanzkreisverantwortlichen und nicht beim Anlagenbetreiber auf. Auch scheint auf den ersten Blick der Wortlaut des § 15 Abs. 1 EEG dem Entschädigungsanspruch entgegenzustehen, da nicht ausdrücklich auf das „Direktvermarktungsunternehmen“ bzw. den Bilanzkreisverantwortlichen Bezug genommen wird. Allerdings schließt der Wortlaut die hier vertretende Auffassung auch nicht zwingend aus.

Entscheidend ist der Sinn und Zweck des § 15 Abs. 1 EEG. Die Regelung gibt dem Anlagenbetreiber einen Anspruch auf Ersatz zusätzlicher Aufwendungen und gebietet den Abzug von ersparten Aufwendungen, um den Anlagenbetreiber – im Außenverhältnis – grundsätzlich so zu stellen, wie er ohne die Einspeisemanagement-Maßnahme stünde. Damit wird zum einen das Ziel verfolgt, eine zusätzliche Belastung des Anlagenbetreibers zu vermeiden, zum anderen aber auch, zu hohe Entschädigungen zu vermeiden. Es ist kein Grund ersichtlich, warum diese Ziele nicht gelten sollen, wenn der Anlagenbetreiber die Energie nicht selbst, sondern unter Zuhilfenahme eines Dritten vermarktet. Denn an der Interessenlage hat sich im Außenverhältnis – zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber – nichts geändert. Es ist daher richtig, § 15 Abs. 1 EEG auch dann anzuwenden, wenn der Bilanzkreis nicht vom Anlagenbetreiber, sondern von einem Dritten geführt wird.

Unerheblich ist, welche Absprachen der Anlagenbetreiber und das Direktvermarktungsunternehmen bzw. der Bilanzkreisverantwortliche untereinander getroffen haben. Das EEG enthält grundsätzlich keine Regelungen zu diesem Innenverhältnis, sondern lediglich zum Außenrechtsverhältnis des Anlagenbetreibers zu den Netzbetreibern. Es würde auch dem Sinn und Zweck des § 15 Abs. 1 EEG widersprechen, wenn Anlagenbetreiber und Direktvermarktungsunternehmen es in der Hand hätten, durch bilaterale Vereinbarungen die Höhe des Entschädigungsanspruches des Anlagenbetreibers gegen den Netzbetreiber zu

¹² Vgl. Definition § 3 Nr. 17 EEG.

beeinflussen. Es besteht grundsätzlich lediglich die Möglichkeit, dass der Anlagenbetreiber seinen Entschädigungsanspruch abtritt.

Höhe der Entschädigung

Die Höhe der Entschädigung wegen zusätzlicher Aufwendungen ist begrenzt auf die Kosten, soweit sie tatsächlich durch die Einspeisemanagement-Maßnahme verursacht worden sind. Dafür trifft den Anlagenbetreiber – ebenso wie für die anderen anspruchsbegründenden Tatsachen – die Darlegungs- und Beweislast. Gleichzeitig trifft den Anlagenbetreiber auch eine Schadensminderungspflicht.¹³ Das heißt insbesondere, dass er sich um eine möglichst kostengünstige Nachbeschaffung bemühen muss.

Die Höhe der **zusätzlichen Aufwendungen wegen der verursachten Bilanzkreisabweichung** errechnet sich aus der Multiplikation der Ausfallarbeit in der Viertelstunde ($W_{A,i}$) mit dem anerkennungsfähigen Preis in der Viertelstunde (P_i).

$$AW_{BK,i} = P_i * W_{A,i} / 100$$

$AW_{BK,i}$ Aufwendungen wegen Bilanzkreisabweichung in der Viertelstunde i in €

P_i anerkennungsfähiger Preis in der Viertelstunde i in ct/kWh

$W_{A,i}$ Ausfallarbeit in der Viertelstunde i in kWh

Die Bundesnetzagentur hält es für sinnvoll, ein vereinfachtes Verfahren zur Bestimmung des anerkennungsfähigen Preises zu etablieren. Dies soll insbesondere dem Anlagenbetreiber die Möglichkeit eröffnen, Kosten ohne oder mit reduzierten Einzelnachweisen geltend zu machen.

Es ist sinnvoll, sich hinsichtlich der Abstufung der erforderlichen Nachweise an den Veröffentlichungen der EPEX SPOT zum Intraday-Handel für die betreffende Viertelstunde zu orientieren. Diese Veröffentlichungen, insbesondere der ID3¹⁴-Preis und der Höchstpreis einer Viertelstunde, sind ein guter Anhaltspunkt für die Preise, die für eine Nachbeschaffung für die jeweilige Viertelstunde angemessen sind.¹⁵ Es kann folgendes Stufensystem zugrunde gelegt werden:

¹³ Vgl. Abschnitt 2.1 und 2.4.1.2.

¹⁴ Vgl. http://www.epexspot.com/de/presse/press-archive/details/Press/show_detail/33216.

¹⁵ Der ID3-Preis und der Höchstpreis des kontinuierlichen Intraday-Handels an der Epex Spot werden auf <http://www.epexspot.com/de/marktdaten/intradaycontinuous/intraday-table/-/DE> veröffentlicht.

geltend gemachter Preis (Pi)	Nachweisobliegenheit
bis 70 % des ID3-Preises	Keine weiteren Nachweise erforderlich; der deutlich unterdurchschnittliche Preis genügt als Darlegung der Einhaltung der Schadensminderungspflicht.
bis 100 % des ID3-Preises	Nachweis des konkreten Geschäfts (Zeit, Geschäftspartner); dies ermöglicht ggf. eine Missbrauchskontrolle.
bis Höchstpreis	Nachweis des konkreten Geschäfts (Zeit, Geschäftspartner); Nachweis, dass nicht zu einem günstigeren Preis gekauft werden konnte.

Diese Nachweisobliegenheiten gelten unabhängig vom Beschaffungsweg, insbesondere unabhängig davon, ob an der EPEX SPOT gekauft wurde.

Bei negativen Preisen kann der Anlagenbetreiber durch den Kauf von Energie Einnahmen erzielen. Diese Einnahmen sind als **ersparte Aufwendungen** auf die Entschädigung anzurechnen. Mathematisch wird dies dadurch dargestellt, dass $AW_{BK,i}$ negativ wird. Zur Vereinfachung kann der Netzbetreiber bei negativen Preisen davon ausgehen, dass der Kauf von Energie zum ID3-Preis erfolgt ist. Gelingt es aber dem Anlagenbetreiber nachzuweisen und zu begründen, dass und warum er zu einem höheren Preis gekauft hat, sind entsprechend weniger ersparte Aufwendungen anzurechnen.

Erfolgt der bilanzielle Ausgleich nicht durch den Kauf von Energie, sondern aus eigenen Erzeugungsanlagen, gelten grundsätzlich die gleichen Nachweisobliegenheiten. Anstatt des Nachweises des konkreten Geschäfts ist der konkrete Einsatz der Erzeugungseinheit inklusive der dadurch entstehenden Kosten (insb. Brennstoffkosten) nachzuweisen. Es sind nur die Kosten entschädigungsfähig, die unmittelbar kausal durch die Einspeisemanagement-Maßnahme verursacht wurden. Zeitunabhängige Kosten wie beispielsweise Zinsen, Tilgung und Abschreibungen können nicht angerechnet werden.¹⁶

Weitere Aufwendungen wegen Bilanzkreisabweichungen können nicht entschädigt werden. Insbesondere sind auch die Kosten für die Bilanzkreisbewirtschaftung (Personalkosten, generelle Gebühren für Börsenzugang oder für OTC-Handelsplätze, IT-Kosten) nicht entschädigungsfähig, weil sie nicht durch die Einspeisemanagement-Maßnahme verursacht werden. Eine Bilanzkreisbewirtschaftung ist unabhängig von Einspeisemanagement-Maßnahmen aufgrund des Bilanzkreisvertrags obligatorisch.

¹⁶ Vgl. Abschnitt 2.4.1.2 zu zusätzlichen Aufwendungen (z.B. für den Einsatz einer Anlage zur Wärmeersatzversorgung).

2.4.2.3 Bilanzieller Ausgleich durch Ausgleichsenergie

Erfolgt kein gezielter bilanzieller Ausgleich, führt die Einspeisemanagement-Maßnahme dazu, dass weniger Energie im Bilanzkreis steht als ohne die Einspeisemanagement-Maßnahme. Dies wirkt sich auf die Höhe der Ausgleichsenergiekosten und -einnahmen aus.

Kosten und Einnahmen aus Ausgleichsenergiezahlungen, die durch die Einspeisemanagement-Maßnahme verursacht worden sind, sind im Rahmen der Entschädigung bei der Ermittlung der **zusätzlichen Aufwendungen** zu berücksichtigen. Es ist also die Differenz zu bestimmen zwischen den tatsächlichen Kosten für Ausgleichsenergie und den Kosten für Ausgleichsenergie, die sich ohne die Einspeisemanagement-Maßnahme ergeben hätten. Diese Differenz errechnet sich aus der Multiplikation der Ausfallarbeit mit dem regelzonenübergreifenden einheitlichen Ausgleichsenergiepreis für die jeweilige Viertelstunde ($reBAP_i$).¹⁷ Die absolute Höhe der Abweichungen des Bilanzkreises ist unerheblich.

$$AW_{BK,i} = W_{A,i} * reBAP_i / 100$$

$AW_{BK,i}$ Aufwendungen wegen Bilanzkreisabweichung in der Viertelstunde i in €

$W_{A,i}$ Ausfallarbeit in der Viertelstunde i in kWh

$reBAP_i$ regelzonenübergreifender einheitlicher Ausgleichsenergiepreis in der Viertelstunde i in ct/kWh

Führt die Einspeisemanagement-Maßnahme dazu, dass der Bilanzkreisverantwortliche weniger Kosten für Ausgleichsenergie aufwenden muss, sind diese als **ersparte Aufwendungen** bei der Entschädigung anzurechnen. Dies gilt auch dann, wenn er **Einnahmen aus Ausgleichsenergie** erzielt. $AW_{BK,i}$ ist also auch dann zu berechnen und bei der Entschädigung anzusetzen, wenn der regelzonenübergreifende Ausgleichsenergiepreis negativ ist. In diesem Fall wird auch $AW_{BK,i}$ negativ und spiegelt somit ersparte Aufwendungen wider.

¹⁷ Den $reBAP$ für jede Viertelstunde veröffentlichen die Übertragungsnetzbetreiber auf ihrer gemeinsamen Internetseite <https://www.regelleistung.net>.

2.4.2.4 Summenbildung je Einspeisemanagement-Maßnahme

Die zu zahlende Entschädigung je Anlage (EZ) wird für jede einzelne Einspeisemanagement-Maßnahme einzeln bestimmt. Dazu wird für jede Viertelstunde i die Entschädigung (EZ_i) bestimmt:

$$EZ_i = 0,95 * MP_i * W_{A,i} / 100 + AW_{BK,i}$$

EZ_i	Entschädigung für die Viertelstunde i in €
MP_i	Marktprämie der Anlage in der Viertelstunde i in ct/kWh
$W_{A,i}$	Ausfallarbeit in der Viertelstunde i in kWh
$AW_{BK,i}$	Aufwendungen wegen Bilanzkreisabweichung in der Viertelstunde i in €

Hinsichtlich des Faktors von 0,95 für "Neuanlagen mit Selbstbehalt" gelten die Erläuterungen aus Abschnitt 2.4.1.1. Für "Altanlagen ohne Selbstbehalt" beträgt der Faktor eins.

Die Entschädigung (EZ_i) kann im Einzelfall auch negativ werden, wenn die Aufwendungen wegen Bilanzkreisabweichungen negativ sind und betragsmäßig die Marktprämienerlöse übersteigen. Dies kann beispielsweise bei einem stark negativen reBAP der Fall sein.

Die Höhe der Entschädigung wird anschließend durch die Summe aus allen Entschädigungen für jede Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme gebildet. Die Summe kann nicht negativ werden, denn § 15 Abs. 1 EEG enthält nach Auffassung der Bundesnetzagentur keine Rechtsgrundlage für Zahlungen des Anlagenbetreibers an den Netzbetreiber.

$$EZ = \max\left(0, \sum_{i=1}^n EZ_i\right)$$

EZ	Entschädigung in €
EZ_i	Entschädigung für die Viertelstunde i in €
n	Anzahl der Viertelstunden, die von der Einspeisemanagement-Maßnahme betroffen sind
i	Viertelstunde, die von der Einspeisemanagement-Maßnahme betroffen ist

Es werden alle Viertelstundenwerte addiert, die von einer Einspeisemanagement-Maßnahme¹⁸ betroffen sind.

¹⁸ Zur Abgrenzung der einzelnen "Einspeisemanagement-Maßnahme" siehe Abschnitt 2.1.

2.4.3 KWK-Anlagen

Für die Ermittlung der Höhe des Entschädigungsanspruchs, den der Betreiber einer KWK-Anlage aufgrund der Abregelung seiner KWK-Strom-Einspeisung per Einspeisemanagement geltend machen kann, gelten die bisherigen Ausführungen des Abschnitts 2.4 entsprechend.

Soweit der KWK-Strom vom Netzbetreiber **kaufmännisch abgenommen** wird, ist auf die entsprechend übertragbaren Ausführungen in Abschnitt 2.4.1 zu "EE-Anlagen mit Einspeisevergütung" zu verweisen.

Soweit der KWK-Strom hingegen **direkt vermarktet** wird, ist auf die entsprechend übertragbaren Ausführungen in Abschnitt 2.4.2 zu "EE-Anlagen in der Direktvermarktung" zu verweisen. Soweit für den direktvermarkteten KWK-Strom ein **Anspruch auf Zuschlagszahlungen** nach dem KWKG besteht, entspricht die Konstellation grundsätzlich dem einer "EE-Anlage in der Direktvermarktung mit Marktprämie" nach dem EEG. Für die entsprechende Anwendung der obigen Formeln und Ausführungen des Abschnitts 2.4.2 tritt grundsätzlich der "Zuschlag" für den direktvermarkteten KWK-Strom an die Stelle der "Marktprämie" für den EE-Strom. Besteht hingegen **kein Anspruch auf Zuschlagszahlungen** nach dem KWKG, entspricht die Konstellation grundsätzlich dem einer EE-Anlage in der "sonstigen Direktvermarktung". Zusätzlich kann allerdings insbesondere ein etwaiger Anspruch auf ein Entgelt für die dezentrale Einspeisung ("vermiedene Netzentgelte" nach § 18 StromNEV) zu berücksichtigen sein.

Im Folgenden wird lediglich auf Besonderheiten von KWK-Anlagen bei der Ermittlung der Entschädigungszahlung eingegangen.

2.4.3.1 Entgangene Einnahmen bei KWK-Anlagen

Als entgangene Einnahmen sind grundsätzlich alle Zahlungen zu berücksichtigen, die der Betreiber der KWK-Anlage aufgrund der Abregelung von KWK-Strom¹⁹ per Einspeisemanagement nicht erlangt. Der Schaden in Form der entgangenen Einnahmen muss unmittelbar kausal durch die Abregelung des KWK-Stroms entstehen. Der Betreiber der KWK-Anlage ist nach der allgemeinen zivilrechtlichen Schadensminderungspflicht gehalten, seine entgangenen Einnahmen so gering wie möglich zu halten. Soweit er diese Obliegenheit verletzt, ist sein Anspruch auf Entschädigung gekürzt.

Zu den einzelnen Entschädigungskomponenten, die der Betreiber der KWK-Anlage als entgangene Einnahmen geltend macht, sind im Zweifel detaillierte Nachweise erforderlich.

Entgangene Zahlungen bei kaufmännischer Abnahme des KWK-Stroms

Nimmt der Betreiber für seinen KWK-Strom aus einer zuschlagsberechtigten KWK-Anlage eine kaufmännische Abnahme durch den Netzbetreiber in Anspruch (vgl. § 4 Abs. 2 S. 1 KWKG), so entspricht die

¹⁹ Zur Unterscheidung zwischen dem vom Einspeisemanagement erfassten KWK-Strom und dem vorrangig nach § 13 EnWG abzuregelnden Kondensationsstrom einer KWK-Anlage siehe Abschnitt 2.3.5.

Konstellation weitgehend der einer EE-Anlage, die der Veräußerungsform der Einspeisevergütung zugeordnet ist (vgl. Abschnitt 2.4.1).

Dem entsprechend sind in dem Fall als entgangene Einnahmen alle Zahlungen nach dem KWKG erfasst, die der Anlagenbetreiber für den KWK-Strom erhalten hätte, den er allein aufgrund des Einspeisemanagements nicht einspeisen konnte (Ausfallarbeit). Eine detaillierte Beschreibung der Ermittlung der Ausfallarbeit für KWK-Strom ist in Abschnitt 2.3.5 dargestellt.

Für die Berechnung der entgangenen Einnahmen aufgrund abgeregelter KWK-Strom-Einspeisung in ein Netz der allgemeinen Versorgung sind die für die jeweilige KWK-Anlage geltenden Zahlungsansprüche nach dem KWKG anzusetzen.²⁰ Dabei geht es im Kern um Zuschlagszahlungen nach den §§ 6 bis 13 KWKG zuzüglich des üblichen Preises nach § 4 Abs. 3 S. 2 KWKG (bzw. des von einem Dritten angebotenen Strompreis nach § 4 Abs. 3 S. 3 KWKG) und zuzüglich des Entgelts für die dezentrale Einspeisung ("vermiedene Netzentgelte" nach § 6 Abs. 4 KWKG i.V.m. § 18 StromNEV), soweit entsprechende Ansprüche bestanden hätten. Es ist daher auch zu berücksichtigen, wenn die Zahlungsansprüche in dem Zeitraum verringert sind oder entfallen (z.B. nach § 52 Abs. 4 EEG aufgrund von Pflichtverstößen oder nach besonderen Bestimmungen des KWKG, wie § 7 Abs. 7 bei negativen Preisen oder § 13a KWKG bei nicht erfüllten Registrierungspflichten).

Die Anrechnung der Zahlungen nach dem KWKG als entgangene Einnahmen setzt allerdings zwingend voraus, dass bei der Ermittlung der Dauer der Zuschlagzahlungen nach dem KWKG (z.B. § 8 und § 13 Abs. 4 KWKG) die Ausfallarbeit, für die der Betreiber die Einspeisemanagement-Entschädigung in Anspruch nimmt, berücksichtigt wird. Die entschädigte Ausfallarbeit muss bei der Ermittlung der Vollbenutzungsstunden genauso in Ansatz gebracht werden, als wären sie erzeugt worden. Ohne **Anrechnung der Ausfallarbeit auf die zuschlagsberechtigten Vollbenutzungsstunden** der KWK-Anlage liegt kein erstattungsfähiger Schaden vor, da die Einnahmen nicht entgehen, sondern später nachgeholt würden.

Sonderfall: Sofern eine pauschalierte Zahlung der Zuschläge für den KWK-Strom für die Dauer von 60.000 Vollbenutzungsstunden bereits nach § 9 Abs. 1 KWKG vorab gezahlt wurde, können insoweit keine Einnahmen durch die Abregelung mehr entgehen, die zu entschädigen wären.

Entgangene Wärmeerlöse aus der KWK-Anlage

Da durch die Abregelung von KWK-Strom zugleich die gekoppelte Wärmeerzeugung der KWK-Anlage gemindert wird, können die entgangenen Einnahmen grundsätzlich auch entgangene Wärmeerlöse mit umfassen. Insoweit ist auf die entsprechenden Ausführungen zu entgangenen Wärmeerlösen im obigen Abschnitt 2.4.1.1 zu verweisen.

²⁰ Auch für abgeregelte Einspeisung, die kaufmännisch-bilanziell in ein Netz erfolgt, entgehen die entsprechenden Zahlungen (§ 4 Abs. 2 S. 2 KWKG). Soweit hingegen Einspeisung abgeregelt wird, die nicht in ein Netz der allgemeinen Versorgung erfolgt, entgehen auch keine Zahlungen, soweit das KWKG keine Ausnahme vorsieht (vgl. § 6 Abs. 3 KWKG).

Berücksichtigung des Selbstbehalts bei KWK-Anlagen mit Inbetriebnahmen nach dem 01.01.2012

Die Ausführungen in Abschnitt 2.4.1.1 zum (gedeckelten) Selbstbehalt von 5% der entgangenen Einnahmen bei "Neuanlagen" gelten für KWK-Anlagen in derselben Weise. Auf die dortigen Ausführungen wird daher verwiesen.

Für "neue" KWK-Anlagen mit Selbstbehalt ergibt sich somit folgende Formel zur Ermittlung der entgangenen Einnahmen:

Entgangene Einnahmen je Viertelstunde $i = (W_{A,i} * Z_{Einsp} / 100 + \text{entgangene Wärmeerlöse}) * 0,95$

$W_{A,i}$ Ausfallarbeit in Viertelstunde i in kWh

Z_{Einsp} Zahlungen gemäß KWKG in ct/kWh

i von der Einspeisemanagement-Maßnahme betroffene Viertelstunde

Kein Selbstbehalt bei Alt-KWK-Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.01.2012

Die Ausführungen in Abschnitt 2.4.1.1 zur vollständigen Entschädigung der entgangenen Einnahmen bei "Altanlagen" (ohne Selbstbehalt) gelten für KWK-Anlagen in derselben Weise. Auf die dortigen Ausführungen wird daher verwiesen.

Für "alte" KWK-Anlagen ohne Selbstbehalt ergibt sich somit folgende Formel zur Ermittlung der entgangenen Einnahmen:

Entgangene Einnahmen je Viertelstunde $i = W_{A,i} * Z_{Einsp} / 100 + \text{entgangene Wärmeerlöse}$

$W_{A,i}$ Ausfallarbeit in Viertelstunde i in kWh

Z_{Einsp} Zahlungen gemäß KWKG in ct/kWh

i von der Einspeisemanagement-Maßnahme betroffene Viertelstunde

2.4.3.2 Zusätzliche Aufwendungen bei KWK-Anlagen

Hinsichtlich der zusätzlichen Aufwendungen ist auf die entsprechenden Ausführungen in Abschnitt 2.4.1.2 zu verweisen.

2.4.3.3 Ersparte Aufwendungen bei KWK-Anlagen

Hinsichtlich der ersparten Aufwendungen ist auf die entsprechenden Ausführungen in Abschnitt 2.4.1.3 zu verweisen.

Das dort aufgeführte Beispiel ersparter Brennstoffkosten ist für KWK-Anlagen besonders praxisrelevant: KWK-Anlagen werden in aller Regel mit dargebotsunabhängigen Energieträgern betrieben. Im Fall einer Einspeisemanagement-Maßnahme wird der Einsatz dieser Brennstoffe teilweise oder vollständig vermieden. Die entsprechend eingesparten Brennstoffkosten sind bei der Ermittlung der Entschädigungszahlungen als ersparte Aufwendungen mindernd anzusetzen.

3 Berücksichtigung der Entschädigungszahlung in den Netzentgelten

Notwendige Kosten für Entschädigungszahlungen aufgrund von Einspeisemanagement-Maßnahmen können bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz gebracht werden, soweit die Einspeisemanagement-Maßnahme erforderlich war und der Netzbetreiber sie nicht zu vertreten hat (§ 15 Abs. 2 EEG).

Die Bundesnetzagentur prüft die Kostenansätze des Netzbetreibers auf sachliche und inhaltliche Richtigkeit.

3.1 Auswirkungen auf die Erlösobergrenze und damit auf die Netzentgelte

Änderungen der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten führen nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV zu einer Anpassung der Erlösobergrenze.

Entschädigungszahlungen nach § 15 Abs. 1 EEG, die die Voraussetzungen des § 15 Abs. 2 EEG erfüllen, stellen dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten im Sinne von § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 17 ARegV dar. Sie werden als Plankosten (t-0) bei der Anpassung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten berücksichtigt. Zahlungen für Einspeisemanagement-Maßnahmen, die vor dem 01.01.2017 angewiesen worden sind, können davon abweichend in den Jahren 2017 und 2018 übergangsweise als Istkosten (t-2) unter § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 ARegV in den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten berücksichtigt werden. Eine Wälzung der Kosten über die EEG-Umlage ist nicht zulässig.

Sondervereinbarungen zu Schaltstufen lassen den nach § 15 Abs. 1 S. 1 EEG vorgesehenen Entschädigungsmaßstab unberührt, so dass sie die Einordnung der Entschädigungszahlungen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten nicht verhindern.

3.2 Nachweispflichten gegenüber der Regulierungsbehörde

Entschädigungszahlungen nach § 15 Abs. 1 EEG können nur insoweit als Kosten eines effizienten Netzbetreibers anerkannt werden, als

- die zugrunde liegende Einspeisemanagement-Maßnahme erforderlich war,
- der Netzbetreiber sie nicht zu vertreten hat und
- die Zahlungen den gesetzlich erforderlichen Rahmen nicht übersteigen.

Netzbetreiber, die Entschädigungszahlungen bei der Ermittlung ihrer Netzentgelte in Ansatz bringen möchten, müssen daher gegenüber der Regulierungsbehörde nachweisen, dass diese Voraussetzungen vorlagen. Die Nachweise sollten eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Anerkennungsfähigkeit der Zahlungen vollständig nachvollziehen und prüfen zu können. Es sind daher entsprechende Nachweise insbesondere zu folgenden Punkten vorzulegen.

3.2.1 Erforderlichkeit der Einspeisemanagement-Maßnahme nach § 14 Abs. 1 EEG

Die Regelung von EE-, Grubengas- oder KWK-Anlagen nach § 14 Abs. 1 EEG ist nur dann erforderlich, wenn die Tatbestandsvoraussetzungen der Norm erfüllt sind.

Die Reduzierung der Einspeisung nach § 13 Abs. 2, 3 EnWG i. V. m. § 14 Abs. 1 EEG ist des Weiteren nur dann erforderlich, wenn nicht bereits entsprechend der gesetzlichen Rangfolge eine andere Einspeisemanagement-Maßnahme vorrangig zu ergreifen gewesen wäre. Es sind daher auch Nachweise erforderlich, welche anderweitigen Einspeisemanagement-Maßnahmen durchgeführt worden sind.

3.2.2 Nichtvertretenmüssen der Einspeisemanagement-Maßnahme

Die Kosten gemäß § 15 Abs. 2 S. 1 EEG werden nicht über die Netzentgelte sozialisiert, wenn der Netzbetreiber die Einspeisemanagement-Maßnahme nach § 13 Abs. 2, 3 EnWG i. V. m. § 14 Abs. 1 EEG selbst zu vertreten hat. Er hat die Einspeisemanagement-Maßnahme nach § 15 Abs. 2 S. 2 EEG insbesondere zu vertreten, soweit er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat. Der Netzbetreiber muss daher insbesondere darlegen, inwieweit er entsprechende Einspeisemanagement-Maßnahmen nach §§ 11 ff. EnWG oder § 12 EEG ergriffen hat, um die Vornahme einer Einspeisemanagement-Maßnahme nach § 14 Abs. 1 EEG rechtzeitig zu vermeiden. Sofern er in dem betroffenen Netzbereich bereits Schadensersatzleistungen im Sinne von § 13 EEG erbracht hat, ist darauf hinzuweisen.

3.2.3 Höhe der Entschädigungszahlung

Schließlich sind auch Nachweise erforderlich, dass die geleisteten Entschädigungszahlungen den gesetzlich erforderlichen Rahmen nach § 15 Abs. 1 S. 1 und 2 EEG nicht übersteigen. Dafür ist die Ermittlung der Entschädigungshöhe darzulegen und anzugeben, inwieweit diese unter Anwendung und nach Maßgabe der Einschätzungen der Bundesnetzagentur aus diesem Leitfaden erfolgte. Soweit von diesem Leitfaden abgewichen wird ist darauf hinzuweisen und detailliert darzulegen, auf welche Weise der Netzbetreiber eine sachgerechte und gesetzeskonforme Abrechnung sicherstellt. Zudem können weitere Nachweise erforderlich werden; dazu finden sich in mehreren Abschnitten dieses Leitfadens entsprechende Hinweise.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Darstellung der zu entschädigenden Ausfallarbeit im pauschalen Verfahren für WEA.....	16
Abbildung 2: Schematisches Beispiel für eine theoretische Leistungskennlinie einer WEA.....	17
Abbildung 3: Darstellung des Spitzabrechnungsverfahrens einer WEA	19
Abbildung 4: Darstellung der zu entschädigenden Ausfallarbeit im pauschalen Verfahren für Biomasseanlagen	21
Abbildung 5: Darstellung der zu entschädigenden Ausfallarbeit im pauschalen Verfahren für Solaranlagen	23

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Entschädigungsberechtigte Zeitfenster je Jahreszeit.....	22
Tabelle 2: Definition der Tageskern- und –randzeit sowie des Anlagenfaktors.....	24

Abkürzungsverzeichnis

Anlage	EE-Anlage gemäß § 3 Nr. 1, sowie KWK-Anlage
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
AWBK	Aufwendungen wegen Bilanzkreisabweichungen
BK	Bilanzkreis
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EZ	Entschädigungszahlung
ID3	ID3-Price
IT	Informationstechnik
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MESZ	Mitteuropäische Sommerzeit
MP	Marktprämie
OTC	Over-the-counter
PV	Photovoltaik
reBAP	einheitlichen Ausgleichsenergiepreis
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
WEA	Windenergieanlage

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

E-Mail: eeg-einspeisemanagement@bnetza.de

Leitfaden zum Einspeisemanagement:

www.bundesnetzagentur.de/einspeisemanagement

Stand

Juni 2017