

Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement -

Abschaltrangfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Version 1.0

(Stand: 29.03.2011)

2011

Inhaltsverzeichnis

| 0. Einleitung | 3 |
|--|----------------|
| Beachtung der Rangfolge von Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG sowie | |
| § 8 Abs. 3 und § 11 Abs. 1 EEG (Abschaltrangfolge) | 4 |
| 1.1 Erforderlichkeit einer Maßnahme nach § 11 Abs. 1 EEG (Einspeisemanagement) | |
| nur bei Einhaltung der Rangfolge | 4 |
| 1.2 Kriterien der Abschaltrangfolge | 5 |
| 1.2.1 Keine ungerechtfertigten Mehrkosten für den Verbraucher | 5 |
| 1.2.2 Abregelung der für die Netz- und Systemsicherheit zwingend erforderlichen | |
| Erzeugungsanlagen zunächst nur bis zum "netztechnisch erforderlichen Minimu | |
| 1.2.3 Effizienzgrenze bei der Vergütung freiwilliger Abschaltvereinbarungen | 6 |
| 1.3 Rangfolge der Maßnahmen nach §§ 8 Abs. 3, 11 Abs. 1 EEG sowie | |
| § 13 Abs. 1 und 2 EnWG | 7 |
| 1.4 Rechtliche Erläuterungen zu einzelnen Punkten der Abschaltrangfolge | |
| 1.4.1 Marktbezogene Maßnahmen gegenüber Betreibern von EE- und Grubengasanl | agen |
| nach Maßgabe von § 8 Abs. 3 EEG | 9 |
| 1.4.2 Einspeisemanagement-Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 11 Abs. | 1 |
| EEG | 9 |
| 1.4.3 Anpassungsmaßnahmen gegenüber einspeiseprivilegierten Anlagen in den übri | |
| Fällen nach § 13 Abs. 2 EnWG | 10 |
| 1.4.4 Maßnahmen im Fall von Rückspeisungen aus nachgelagerten Netzen | 10 |
| 1.4.5 Informationspflichten | |
| Ermittlung der Entschädigungszahlung | |
| 2.1 Windenergie | |
| 2.1.1 Grundlagen zur Ermittlung der Entschädigungszahlung | |
| 2.1.2 Ermittlung der Ausfallarbeit mit dem pauschalen Verfahren | |
| 2.1.3 Ermittlung der Ausfallarbeit mit dem Spitzabrechnungsverfahren | 14 |
| 2.1.4 Berechnung der Entschädigungszahlung | 17 |
| Weitere Energieträger 2.3 Entschädigungspflicht nach § 12 Abs. 1 EEG umfasst auch KWK-Anlagen | 17 |
| 2.5 Entschädigungspillent nach § 12 Abs. 1 EEG umlasst auch NWN-Anlagen | 10 |
| Berücksichtigung der Entschädigungszahlung in den Netzentgelten Auswirkungen auf die Erlösobergrenze und damit auf die Netzentgelte | |
| | |
| 3-3 | |
| | |
| | |
| 3.2 Nachweispflichten gegenüber der Regulierungsbehörde 3.2.1 Erforderlichkeit der Maßnahme nach § 11 Abs. 1 EEG 3.2.2 Nichtvertretenmüssen der Maßnahme 3.2.3 Höhe der Entschädigungszahlung | 19 19 20 |

Abkürzungsverzeichnis ARegV Anreizreg

ARegV Anreizregulierungsverordnung EE Emeuerbare Energien EEG Emeuerbare-Energien-Gesetz EnWG Energiewirtschaftsgesetz KW Kilowatt KWK Kraft-Wärme-Kopplung KWKModG Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz WEA Windenergieanlage

-1-

Einleitung

Einspeisemanagement beschreibt die temporäre Reduzierung der Einspeiseleistung von EE-, KWK- und Grubengasanlagen. Gemäß § 11 EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009) sind Netzbetreiber dazu berechtigt, unbeschadet ihrer Pflicht nach § 9 EEG, an ihr Netz angeschlossene Anlagen mit einer Leistung über 100 kW zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung oder Grubengas zu regeln (sog. EEG-Einspeisemanagement), soweit

- andernfalls die Netzkapazität im jeweiligen Netzbereich durch diesen Strom überlastet wäre.
- sie sichergestellt haben, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus Erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird, und
- sie die Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen haben.

Der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Notwendigkeit einer EEG-Einspeisemanagement-Maßnahme gemäß § 11 Abs. 1 EEG liegt, ist gemäß § 12 Abs. 1 EEG verpflichtet, den betroffenen Anlagenbetreiber für den nicht eingespeisten Strom zu entschädigen. Die Entschädigung erfolgt in einem vereinbarten Umfang. Ist keine Vereinbarung getroffen, so sind die entgangenen Vergütungen zuzüglich entgangener Wärmeerlöse und abzüglich der ersparten Aufwendungen zu leisten.

Nach § 12 Abs. 2 EEG kann der Netzbetreiber die Kosten für die nach § 11 i.V.m. § 12 Abs. 1 EEG entstandenen Entschädigungszahlungen bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen, soweit die Maßnahme erforderlich war und er sie nicht zu vertreten hat. Der Netzbetreiber hat sie insbesondere zu vertreten, soweit er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat.

Im EEG wird nicht näher spezifiziert, wie die Entschädigungszahlung zu ermitteln ist. Der vorliegende Leitfaden beschreibt die Grundvoraussetzungen für eine effiziente und sachgerechte Umsetzung der §§ 11, 12 EEG. Dadurch wird der Netzbetreiber in die Lage versetzt, seinen administrativen Aufwand zur Ermittlung der Entschädigungszahlungen für Einspeisemanagement-Maßnahmen auf ein effizientes Maß auszurichten. Diese Leitfadenversion enthält Beschreibungen zur Ermittlung der Entschädigungszahlungen ausschließlich für die Windenergie. Die Bundesnetzagentur behält sich vor, zu einem späteren Zeitpunkt Regelungen für weitere Energieträger zu definieren.

In Kapitel 1 des Leitfadens wird die Abschaltrangfolge erläutert, d.h. es erfolgt die konkrete Betrachtung der Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG sowie § 8 Abs. 3 und § 11 Abs. 1 EEG.

Darauf aufbauend erfolgt in Kapitel 2 die Definition der Ermittlung von Entschädigungszahlungen für den Energieträger Wind. Hierzu werden die alternativen Methoden vorgestellt, mit denen die nicht eingespeiste Strommenge (Ausfallarbeit) bestimmt werden kann.

Für die Anerkennung der durch die Einspeisemanagement-Maßnahme entstandenen Kosten in den Netzentgelten hat der Netzbetreiber den Nachweis zu führen,

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

Die Voraussetzungen für die Berücksichtigung von Entschädigungszahlungen in den Netzentgelten sowie die damit einhergehenden Nachweispflichten durch den Netzbetreiber werden in Kapitel 3 erläutert.

2. Ermittlung der Entschädigungszahlung

2.1 Windenergie

Der Leitfaden umfasst Windenergie die sowohl durch Onshore- als auch durch Offshore-Windenergieanlagen erzeugt wird.

2.1.1 Grundlagen zur Ermittlung der Entschädigungszahlung

Gemäß § 12 Abs. 1 EEG ist der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Notwendigkeit der Regelung nach § 11 Abs. 1 EEG liegt, verpflichtet, den betroffenen Anlagenbetreiber, der aufgrund von Maßnahmen nach § 11 Abs. 1 EEG den Strom nicht einspeisen konnte, zu entschädigen. Sofern keine Vereinbarung (§ 12 Abs. 1 S. 1 EEG) getroffen wurde, sind in der Entschädigungszahlung entgangene Vergütungen, Wärmeerlöse sowie ersparte Aufwendungen zu berücksichtigen (§ 12 Abs. 1 S. 2 EEG). Im Falle der Windenergie existiert keine Wärmeproduktion, somit müssen hierfür keine Entschädigungen gezahlt werden. Ersparte Aufwendungen sind ebenfalls nicht zu berücksichtigen.

Die am Einspeisemanagement teilnehmenden Windenergieanlagen (WEA) werden bei Überlastung des Netzes in einer Netzregion (beispielsweise bei Starkwind) durch ein Reduktionssignal zur Absenkung ihrer Einspeiseleistung aufgefordert. Die WEA ist um einen vom Netzbetreiber vorgegebenen Schritt (Schaltstufe) zu reduzieren. In der Regel fordert der Netzbetreiber die Reduzierung der Einspeiseleistung in mehreren Schaltstufen. Sind Windenergieanlagen aus sachgerechten und nachweisbaren Gründen nicht in der Lage die vorgegebenen Schaltstufen einzuhalten, kann der Netzbetreiber mit dem Anlagenbetreiber eine Sondervereinbarung treffen. Sobald die kritische Netzsituation beendet ist, ist die Einspeisung wieder in vollem Umfang möglich.

Werden WEA aus anderen Gründen als der Einspeisemanagement-Maßnahme in ihrer Leistungsabgabe reduziert oder ganz abgeschaltet (z, B, Revision, Starkwind), besteht für die entsprechenden Zeiträume kein Anspruch auf Entschädigung. Die Zeiträume vor und nach einer Reduzierung aus anderem Grund, aber innerhalb der Einspeisemanagement-Maßnahme, können abgerechnet werden.

Die Ausfallarbeit stellt die Differenz zwischen der möglichen Einspeisung und der tatsächlich realisierten Einspeisung dar. Die Bundesnetzagentur sieht für die Ermittlung der Ausfallarbeit von WEA zwei Verfahren als sachgerecht an. Ein "pauschales Verfahren" mit dem sich die Ausfallarbeit anhand weniger Werte einfach ermitteln lässt oder alternativ ein "Spitzabrechnungsverfahren" bei dem mit Hilfe von Windgeschwindigkeitsmesswerten eine möglichst genaue Ermittlung der Ausfallarbeit erfolgt. Der Anlagenbetreiber muss sich je Anlage und je Kalenderjahr auf ein Verfahren für die Berechnung der Ausfallarbeit festlegen. Mit der ersten kalenderjährigen Abrechnung einer Einspeisemanagement-Maßnahme legt sich der Anlagenbetreiber automatisch für das entsprechende Kalenderjahr auf ein Berechnungsverfahren fest. Die Berechnung der Ausfallarbeit berücksichtigt die Werte der abrechnungsrelevanten Messeinrichtung, welche auch bei der Vergütung nach EEG für den eingespeisten Strom Anwendung findet.

Darüber hinaus wird der Anlagenbetreiber weiterhin die eingespeiste Ist-Arbeit mit der gesetzlichen Vergütung bewerten und in Rechnung stellen können.

2.1.2 Ermittlung der Ausfallarbeit mit dem pauschalen Verfahren

Das pauschale Verfahren soll die Ermittlung der Ausfallarbeit vereinfachen und somit zu einer Minimierung des administrativen Aufwands bei Netzbetreiber und Einspeiser führen.

Im ersten Schritt wird die nicht realisierte Leistung während der EinspeisemanagementMaßnahme mit Hilfe eines Vereinfachungsansatzes ermittelt. Hierfür wird unterstellt, dass der
Leistungsmittelwert des letzten vollständig gemessenen Zeitintervalls (P₀) vor der EEGEinspeisemanagement-Maßnahme für die Maßnahme repräsentativ ist. Das heißt, es wird vereinfachend unterstellt, dass die letzte vollständig gemessene Viertelstunde der abrechnungsrelevanten Zähleinrichtung die Windsituation während der Einspeisemanagement-Maßnahme wiedergibt.

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

Die Begrenzung auf den vorgegebenen zu reduzierenden Leistungswert (P_{red}) gilt nicht, wenn der Netzbetreiber mit dem Anlagenbetreiber eine Sondervereinbarung hinsichtlich individueller Schaltstufen getroffen hat.

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 Po und Pred entschädigungsberechtigt ist, ergeben sich für die Berechnung der Ausfallarbeit je Viertelstunde, abhängig von der Ist-Einspeisung, folgende zwei Formeln.

$$W_{A,I} = (P_0 - max(P_{IJst}, P_{red})) * 0,25 h$$
 mit $P_{I,Ist} < P_0$ und

$$W_{A,l} = 0 \qquad \qquad \text{mit } P_{l.lst} \ge P_0$$

Um die Ausfallarbeit der kompletten EEG-Einspeisemanagement-Maßnahme zu ermitteln werden die vorab einzeln ermittelten Viertelstundewerte addiert.

$$W_{A} = \sum_{i=1}^{n} W_{A,i}$$

W_A Ausfallarbeit w\u00e4hrend EEG-Einspeisemanagement

W_{A,I} Ausfallarbeit in einer Viertelstunde während EEG-Einspeisemanagement
 P₀ letzter gemessener Leistungsmittelwert vor EEG-Einspeisemanagement

P_{I,ist} tatsächlich gemessener Leistungsmittelwert während EEG-Einspeisemanagement

je Viertelstunde

P_{red} vorgegebener reduzierter Leistungswert während EEG-Einspeisemanagement

Stund

n Anzahl der Viertelstunden w\u00e4hrend EEG-Einspeisemanagement

Viertelstunde während EEG-Einspeisemanagement

Die nachfolgende Abbildung 1 veranschaulicht das pauschale Verfahren zur Ermittlung der Ausfallarbeit im Rahmen des Einspeisemanagements graphisch. Dabei wird unterstellt, dass der Einspeiser sich in allen Viertelstunden an die vom Netzbetreiber vorgegebene Reduzierung der Leistung (P_{red} = P_{List}) gehalten hat.

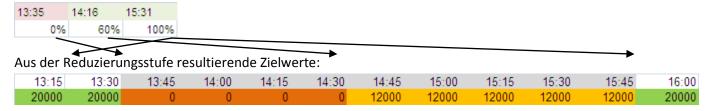
- 13 -

Beispiel A (pauschales Verfahren) - Windpark mit einer gemeinsamen Summen-/Abrechnungszählung mit unterschiedlichen EEG-Vergütungssätzen in Folge untersch. Inbetriebnahmejahre -> 2 MW 2006; 18 MW -> 2003):

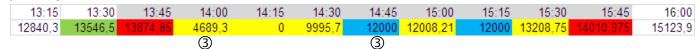
Zähldaten (Leistungen) der Abrechnungszählung:

| 13:15 | 13:30 | 13:45 | 14:00 | 14:15 | 14:30 | 14:45 | 15:00 | 15:15 | 15:30 | 15:45 | 16:00 |
|---------|---------|----------|--------|-------|--------|----------|----------|---------|----------|-----------|---------|
| 12840,3 | 13546,5 | 13874,85 | 4689,3 | 0 | 9995,7 | 11142,86 | 12008,21 | 11947,9 | 13208,75 | 14010,975 | 15123,9 |
| | (1) | | | | | | | | | | |

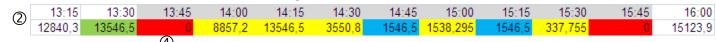
Zeitraum und Höhe der Maßnahme (Zeitpunkt der Ansteuerung und angeforderte Reduzierungsstufe):



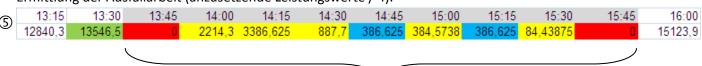
Aus den Reduzierungsstufen resultierende, für die Berechnung anzusetzende, Leistungswerte (Verwendung des jeweils größeren Wertes von Zähldaten bzw. Zielwert):



Differenz aus P_0 und anzusetzendem Leistungswert (wenn $P_0 <$, dann setze = 0):



Ermittlung der Ausfallarbeit (anzusetzende Leistungswerte / 4):



7730,888

6 Ausfallarbeit der kompletten Maßnahme (in kWh):

Abschließend wird die ermittelte Ausfallarbeit auf die jeweiligen Anteile der Vergütungssätze aufgeteilt (analog der üblichen Vergütungssätze -> in den üblichen Abrechnungen ersichtlich):

| Inbetriebnahme: | 2006 | Faktor: | 0,08600 |
|-----------------|------|---------|---------|
| | 2003 | | 0,91400 |

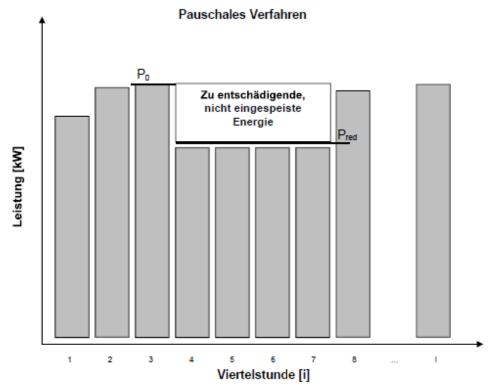


Abbildung 1: Darstellung der zu entschädigenden Ausfallarbeit im pauschalen Verfahren

2.1.3 Ermittlung der Ausfallarbeit mit dem Spitzabrechnungsverfahren

Im Rahmen des Spitzabrechnungsverfahrens wird die Ausfallarbeit in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit und unter Berücksichtigung der zertifizierten Leistungskennlinie der WEA ermittelt. Der Anlagenbetreiber hat dadurch die Möglichkeit das gegebenenfalls schwankende Winddargebot 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 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 5 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.

- 14 -

Beispiel B (Spitzabrechnungsverfahren) - Windpark mit einer gemeinsamen Summen-/Abrechnungszählung mit unterschiedlichen EEG-Vergütungssätzen (untersch. Inbetriebnahmejahre -> 2 MW 2006; 1,8 MW -> 2003):

Messwerte der Windgeschwindigkeit an der Gondel (für alle einzelnen Anlagen):

| Wind [m/s] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------|-------|-------|-------|-------|-------|----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|----------|
| Zeit | 11:00 | 11:10 | 11:20 | 11:30 | 11:40 | 11:50 | 12:00 | 12:10 | 12:20 | 12:30 | 12:40 | 12:50 | 13:00 | 13:10 | 13:20 | 13:30 | 13:40 | 13:50 | 14:00 | 14:10 |
| Anlage1 | 10,5 | 10,4 | 10,5 | 8,6 | 9,8 | 9,1 | 7,6 | 9,9 | 8,3 | 10,7 | 11 | 10,8 | 10,5 | 8,6 | 10 | 9,8 | 9,2 | 10,2 | 7,9 | 8,6 |
| Anlage2 | 9,5 | 9,8 | 11,7 | 10,2 | 10,7 | 8,3 | 9,4 | 10,7 | 8,9 | 11,5 | 12,4 | 10,8 | 10,7 | 9,4 | 11,1 | 11,4 | 11,5 | 8,9 | 6,9 | 7,4 |
| | | | - | | | → | | | | | | | | | | | | | | - |

Zeitraum und Höhe der Maßnahme (Zeitpunkt der Ansteuerung und angeforderte Reduzierungsstufe):

| 11:53 | | 13:58 |
|-------|----|-------|
| | 0% | 100% |

0

Leistungskennlinie (hier beide Anlagen gleicher Typ, d.h. gleiche Kennlinie – ggfs. wären hier bei unterschiedlichen Anlagentypen auch unterschiedliche Kennlinien zu berücksichtigen):

| Daten(auszug) | WGS [m/s] | PWR [kW] |
|---------------|-----------|----------|
| | | |
| | | |
| V90-958450,RO | 8,0 | 884,5 |
| Interpoliert | 8,1 | 925,1 |
| Interpoliert | 8,2 | 965,7 |
| Interpoliert | 8,3 | 1.006,4 |
| Interpoliert | 8,4 | 1.047,0 |
| V90-958450,RO | 8,5 | 1.087,6 |
| Interpoliert | 8,6 | 1.119,5 |
| Interpoliert | 8,7 | 1.151,4 |
| Interpoliert | 8,8 | 1.183,3 |
| Interpoliert | 8,9 | 1.215,2 |
| V90-958450,RO | 9,0 | 1.247,1 |
| Interpoliert | 9,1 | 1.283,6 |
| Interpoliert | 9,2 | 1.320,1 |
| Interpoliert | 9,3 | 1.356,6 |
| Interpoliert | 9,4 | 1.393,1 |
| V90-958450,RO | 9,5 | 1.429,6 |
| Interpoliert | 9,6 | 1.462,5 |
| Interpoliert | 9,7 | 1.495,5 |
| Interpoliert | 9,8 | 1.528,4 |
| Interpoliert | 9,9 | 1.561,4 |
| V90-958450,RO | 10,0 | 1.594,3 |
| Interpoliert | 10,1 | 1.624,0 |
| Interpoliert | 10,2 | 1.653,7 |
| Interpoliert | 10,3 | 1.683,5 |
| Interpoliert | 10,4 | 1.713,2 |
| V90-958450,RO | 10,5 | 1.742,9 |
| Interpoliert | 10,6 | 1.766,6 |
| Interpoliert | 10,7 | 1.790,2 |
| Interpoliert | 10,8 | 1.813,9 |
| Interpoliert | 10,9 | 1.837,5 |
| V90-958450,RO | 11,0 | 1.861,2 |
| Interpoliert | 11,1 | 1.878,6 |
| Interpoliert | 11,2 | 1.896,0 |
| Interpoliert | 11,3 | 1.913,3 |
| Interpoliert | 11,4 | 1.930,7 |
| V90-958450,RO | 11,5 | 1.948,1 |
| Interpoliert | 11,6 | 1.957,1 |
| Interpoliert | 11,7 | 1.966,2 |
| Interpoliert | 11,8 | 1.975,2 |
| Interpoliert | 11,9 | 1.984,3 |
| V90-958450,RO | 12,0 | 1.993,3 |
| Interpoliert | 12,1 | 1.995,3 |
| Interpoliert | 12,2 | 1.997,4 |
| Interpoliert | 12,3 | 1.999,4 |
| Interpoliert | 12,4 | 2.001,5 |
| V90-958450,RO | 12,5 | 2.003,5 |
| Interpoliert | 12,6 | 2.004,2 |
| Interpoliert | 12,7 | 2.004,9 |
| Interpoliert | 12,8 | 2.005,6 |
| Interpoliert | 12,9 | 2.006,3 |
| | | |
| | | |
| | | |

Beispiel:

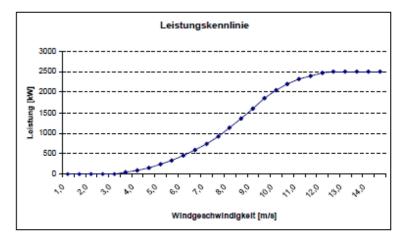


Abbildung 2: Schematisches Beispiel für eine theoretische Leistungskennlinie

In Abbildung 2 wird der Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Leistung dargestellt. In diesem schematischen Beispiel ergibt sich bei einer Windgeschwindigkeit von 5 m/s eine theoretische Leistung in Höhe von 240 kW.

Liegt die Leistungskennlinie nicht in Schritten von 0,1 m/s vor, sind anhand der vorhandenen Werte die Zwischenschritte zu interpolieren.

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

 $P_{l,theo} = P(LK_{Typ}, v_{l,WInd})$

LK_{Typ} anlagentypbezogene Leistungskennlinie

v_{I,Wind} durchschnittliche Windgeschwindigkeit im Zeitintervall

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,lst}) sowie die theoretischen Leistungsmittelwerte (P_{vor,lheo}) der betroffenen Anlage vor der Einspeisemanagement-Maßnahme herangezogen. Dabei sind die Werte der letzten 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_{Kennlinie} = P_{vor,ist} / P_{vor,theo}

k_{Kennlinie} Korrekturfaktor der anlagenbezogenen Kennlinie

Pvor,lst tatsächlich gemessener Leistungsmittelwert vor EEG-Einspeisemanagement

P_{vor,theo} ermittelte theoretische Leistung vor EEG-Einspeisemanagement

theoretische Leistungswerte nach Kennlinie auf Basis der gemessenen Windgeschwindigkeiten unter ① (an den einzelnen Anlagen):

| Zeit | 11:00 | 11:10 | 11:20 | 11:30 | 11:40 | 11:50 | 12:00 | 12:10 | 12:20 | 12:30 | 12:40 | 12:50 | 13:00 | 13:10 | 13:20 | 13:30 | 13:40 | 13:50 | 14:00 | 14:10 |
|---------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|--------|
| P _{1,theo} | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| [kW] | 1742,9 | 1713,2 | 1742,9 | 1119,5 | 1528,4 | 1283,6 | 762,3 | 1561,4 | 1006,4 | 1790,2 | 1861,2 | 1813,9 | 1742,9 | 1119,5 | 1594,3 | 1528,4 | 1320,1 | 1653,7 | 854,0 | 1119,5 |
| P _{2,theo} | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| [kW] | 1429,6 | 1528,4 | 1966,2 | 1653,7 | 1790,2 | 1006,4 | 1393,1 | 1790,2 | 1215,2 | 1948,1 | 2001,5 | 1813,9 | 1790,2 | 1393,1 | 1878,6 | 1930,7 | 1948,1 | 1215,2 | 579,2 | 705,7 |

tatsächlich (an den einzelnen Anlagen) gemessene Leistungswerte:

| Zeit | 11:00 | 11:10 | 11:20 | 11:30 | 11:40 | 11:50 | 12:00 | 12:10 | 12:20 | 12:30 | 12:40 | 12:50 | 13:00 | 13:10 | 13:20 | 13:30 | 13:40 | 13:50 | 14:00 | 14:10 |
|--------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| | 11.00 | 11.10 | 11.20 | 11.50 | 11.40 | 11.50 | 12.00 | 12.10 | 12.20 | 12.50 | 12.40 | 12.50 | 13.00 | 15.10 | 13.20 | 13.30 | 13.40 | 15.50 | 14.00 | 14.1 |
| P _{1,ist} | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| [kW] | 1746,3 | 1775,4 | 1766,9 | 1166,0 | 1495,4 | 1358,4 | 759,0 | -10,4 | -23,6 | -23,7 | -23,7 | -20,9 | -19,5 | -20,7 | -13,7 | -11,5 | -11,4 | -11,4 | 50,4 | 1166,5 |
| P _{2,ist} | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| [kW] | 1377,0 | 1539,8 | 1915,5 | 1547,9 | 1751,9 | 1053,9 | 1397,8 | 38,5 | -16,7 | -13,6 | -10,9 | -10,1 | -10,1 | -10,5 | -11,4 | -10,3 | -10,4 | -10,3 | 40,9 | 704,9 |

mittlere Korrekturfaktoren (der einzelnen Anlagen) auf Basis der Werte aus den 60 Min. vor der Maßnahme:

| 4 | Korrektur | 11:00 | 11:10 | 11:20 | 11:30 | 11:40 | 11:50 | Mittel |
|---|----------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | k ₁ | 1,00195 | 1,03632 | 1,01377 | 1,04154 | 0,9784 | 1,05827 | 1,02171 |
| | k ₂ | 0,96321 | 1,00745 | 0,97422 | 0,936 | 0,97859 | 1,04724 | 0,98445 |

korrigierte Kennlinie (der einzelnen Anlagen):

6

| Daten(auszug) | WGS [m/s] | P _{1,Soll} [kW] | P _{2,Soll} [kW |
|---------------|-----------|--------------------------|-------------------------|
| | | | |
| V90-958450,RO | 8,0 | 903,7 | 870, |
| Interpoliert | 8,1 | 945.2 | 910, |
| Interpoliert | 8,2 | 986,7 | 950, |
| Interpoliert | 8,3 | 1.028,2 | 990, |
| Interpoliert | 8.4 | 1.069,7 | 1.030. |
| V90-958450.RO | 8,5 | 1.111,2 | 1.070, |
| Interpoliert | 8,6 | 1.143,8 | 1.102, |
| Interpoliert | 8.7 | 1.176,4 | 1.133. |
| Interpoliert | 8.8 | 1.209,0 | 1.164, |
| Interpoliert | 8,9 | 1.241,6 | 1.196, |
| V90-958450,RO | 9.0 | 1.274.2 | 1.227, |
| Interpoliert | 9,1 | 1.311.5 | 1.263. |
| Interpoliert | 9,2 | 1.348,8 | 1.299. |
| Interpoliert | 9,3 | 1.386,0 | 1.335, |
| Interpoliert | 9,4 | 1.423,3 | 1.371, |
| V90-958450,RO | 9,5 | 1.460,6 | 1.407, |
| Interpoliert | 9,6 | 1.494,3 | 1.439. |
| Interpoliert | 9,7 | 1.527,9 | 1.472, |
| Interpoliert | 9,8 | 1.561,6 | 1.504, |
| Interpoliert | 9,9 | 1.595,3 | 1.537. |
| V90-958450,RO | 10,0 | 1.628,9 | 1.569, |
| Interpoliert | 10,1 | 1.659,3 | 1.598, |
| Interpoliert | 10,1 | 1.689,6 | 1.628, |
| Interpoliert | 10,3 | 1.720,0 | 1.657, |
| Interpoliert | 10,4 | 1.750,4 | 1.686, |
| V90-958450,RO | 10,5 | 1.780,7 | 1.715. |
| Interpoliert | 10,6 | 1.804,9 | 1.739, |
| Interpoliert | 10,7 | 1.829,1 | 1.762, |
| Interpoliert | 10,8 | 1.853,3 | 1.785, |
| Interpoliert | 10,9 | 1.877,4 | 1.809. |
| V90-958450,RO | 11,0 | 1.901,6 | 1.832. |
| Interpoliert | 11,1 | 1.919,4 | 1.849, |
| Interpoliert | 11,2 | 1.937,1 | 1.866, |
| Interpoliert | 11,3 | 1.954,9 | 1.883, |
| Interpoliert | 11,4 | 1.972,6 | 1.900. |
| V90-958450,RO | 11,5 | 1.990,4 | 1.917, |
| Interpoliert | 11,6 | 1.999.6 | 1.926. |
| Interpoliert | 11,7 | 2.008,9 | 1.935. |
| Interpoliert | 11,8 | 2.018,1 | 1.944, |
| Interpoliert | 11,9 | 2.010,1 | 1.953, |
| V90-958450,RO | 12,0 | 2.036,6 | 1.962, |
| Interpoliert | 12,1 | 2.038,7 | 1.964, |
| Interpoliert | 12,2 | 2.040,7 | 1.966. |
| Interpoliert | 12,2 | 2.040,7 | 1.968. |
| Interpoliert | 12,3 | 2.042,8 | 1.970, |
| V90-958450,RO | 12,4 | 2.044,9 | 1.970, |
| Interpoliert | 12,5 | 2.047,0 | 1.972, |
| | | | |
| Interpoliert | 12,7 | 2.048,4 | 1.973, |
| Interpoliert | 12,8 | 2.049,1 | 1.974, |
| Interpoliert | 12,9 | 2.049,9 | 1.975, |
| | | | |

- 15 -

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

P_{l,soil} ermittelte mögliche Soll-Leistung während EEG-Einspeisemanagement ermittelte theoretische Leistung während EEG-Einspeisemanagement

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

$$W_{AJ} = (P_{I,soll} - max(P_{I,lst}, P_{red})) * 0,25 h$$
 mit $P_{I,lst} < P_{I,soll}$ und

$$W_{A,l} = 0$$
 mit $P_{l,lst} \ge P_{l,soll}$

Um die Ausfallarbeit der kompletten EEG-Einspeisemanagement-Maßnahme zu ermitteln werden die vorab einzeln ermittelten Viertelstundenwerte addiert.

$$W_{A} = \sum_{i=1}^{n} W_{A,i}$$

W_A Ausfallarbeit während EEG-Einspeisemanagement

W_{A,I} Ausfallarbeit in einer Viertelstunde während EEG-Einspeisemanagement ermittelte mögliche Soll-Leistung während EEG-Einspeisemanagement

P_{List} tatsächlich gemessener Leistungsmittelwert während EEG-Einspeisemanagement je

Viertelstunde

P_{red} vorgegebener reduzierter Leistungsmittelwert während EEG-Einspeisemanagement

Stunde

n Anzahl der Viertelstunden während EEG-Einspeisemanagement

Viertelstunde w\u00e4hrend EEG-Einspeisemanagement

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

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

| Zeit | 11:00 | 11:10 | 11:20 | 11:30 | 11:40 | 11:50 | 12:00 | 12:10 | 12:20 | 12:30 | 12:40 | 12:50 | 13:00 | 13:10 | 13:20 | 13:30 | 13:40 | 13:50 | 14:00 | 14:10 |
|---------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| P _{1,Ziel} | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| [kW] | 2000,0 | 2000,0 | 2000,0 | 2000,0 | 2000,0 | 2000,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2000,0 |
| P _{2,Ziel} | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| [kW] | 1800,0 | 1800,0 | 1800,0 | 1800,0 | 1800,0 | 1800,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1800,0 |

aus den Reduzierungsstufen resultierende, für die Berechnung anzusetzende, Leistungswerte (Verwendung des jeweils größeren Wertes von Zähldaten bzw. Zielwert):

| Zeit | 11:00 | 11:10 | 11:20 | 11:30 | 11:40 | 11:50 | 12:00 | 12:10 | 12:20 | 12:30 | 12:40 | 12:50 | 13:00 | 13:10 | 13:20 | 13:30 | 13:40 | 13:50 | 14:00 | 14:10 |
|--------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| P _{red,1} | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| [kW] | 1746,3 | 1775,4 | 1766,9 | 1166,0 | 1495,4 | 1358,4 | 759,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 50,4 | 1166,5 |
| P _{red.2} | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| [kW] | 1377.0 | 1539,8 | 1915.5 | 1547.9 | 1751,9 | 1053.9 | 1397,8 | 38.5 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 40.9 | 704.9 |

aus der jeweils korrigierten Kennlinie resultierende Sollwerte (der einzelnen Anlagen):

| Ze | eit | 11:00 | 11:10 | 11:20 | 11:30 | 11:40 | 11:50 | 12:00 | 12:10 | 12:20 | 12:30 | 12:40 | 12:50 | 13:00 | 13:10 | 13:20 | 13:30 | 13:40 | 13:50 | 14:00 | 14:10 |
|----|---------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|--------|
| | P _{1.Soll} | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | [kW] | 1746,3 | 1775,4 | 1766,9 | 1166,0 | 1495,4 | 1358,4 | 778,9 | 1595,3 | 1028,2 | 1829,1 | 1901,6 | 1853,3 | 1780,7 | 1143,8 | 1628,9 | 1561,6 | 1348,8 | 1689,6 | 872,5 | 2000,0 |
| | P _{2,Soll} | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | [kW] | 1377.0 | 1539.8 | 1915.5 | 1547.9 | 1751.9 | 1053.9 | 1371.4 | 1762.4 | 1196.3 | 1917.8 | 1970.3 | 1785.7 | 1762.4 | 1371.4 | 1849.4 | 1900.7 | 1917.8 | 1196.3 | 570.2 | 1800.0 |

resultierende Ausfallleistung (der einzelnen Anlagen):

aus der Reduzierungsstufe resultierende Zielwerte:

6

0

ĕ

0

0

0

| Zeit | 11:00 | 11:10 | 11:20 | 11:30 | 11:40 | 11:50 | 12:00 | 12:10 | 12:20 | 12:30 | 12:40 | 12:50 | 13:00 | 13:10 | 13:20 | 13:30 | 13:40 | 13:50 | 14:00 | 14:10 |
|--------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|
| P _{A,1} [kW] | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 19,9 | 1595,3 | 1028,2 | 1829,1 | 1901,6 | 1853,3 | 1780,7 | 1143,8 | 1628,9 | 1561,6 | 1348,8 | 1689,6 | 822,1 | 0,0 |
| P _{A,2} [kW] | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1723,9 | 1196,3 | 1917,8 | 1970,3 | 1785,7 | 1762,4 | 1371,4 | 1849,4 | 1900,7 | 1917,8 | 1196,3 | 529,3 | 0,0 |
| | | | | | | _ | 0 | | | | | | | | | | | | | |

resultierende Ausfallarbeit (der einzelnen Anlagen) – Achtung: Weil die Messdaten der Windgeschwindigkeiten und der Leistungen an der Einzelanlage statt in ¼-h-Mittelwerten hier in 10min-Mittelwerten vorlagen, ergibt sich die Ausfallarbeit nach Division der Leistungswerte durch 6! Bei Verwendung von ¼-Mittelwerten, wie im BNetzA-Leitfaden, durch 4 (also *0,25) rechnen!):

| Zeit | 11:00 | 11:10 | 11:20 | 11:30 | 11:40 | 11:50 | 12:00 | 12:10 | 12:20 | 12:30 | 12:40 | 12:50 | 13:00 | 13:10 | 13:20 | 13:30 | 13:40 | 13:50 | 14:00 | 14:10 |
|------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| W _{A,1} | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| [kWh] | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3,3 | 265,9 | 171,4 | 304,8 | 316,9 | 308,9 | 296,8 | 190,6 | 271,5 | 260,3 | 224,8 | 281,6 | 137,0 | 0,0 |
| W _{A,2} | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| [kWh] | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 287,3 | 199,4 | 319,6 | 328,4 | 297,6 | 293,7 | 228,6 | 308,2 | 316,8 | 319,6 | 199,4 | 88,2 | 0,0 |
| | | | | | | (| . 9 | | | | | | | | | | | | 1 | |
| | | | | | | | _ | | | | | | | | | | | | _ | |

Ausfallarbeit der kompletten Maßnahme (an den einzelnen Anlagen):

|): | W _{A,1} [kWh] | 3033,8 |
|----|------------------------|--------|
| | W _{A,2} [kWh] | 3186,9 |
| | | |

Die bis hierhin vorgenommenen Betrachtungen beziehen sich auf die an den einzelnen Anlagen erzeugten Mengen. Diese sind im letzten Schritt noch auf die Zähldaten an der Übergabestelle zum Netz zu korrigieren (Verlustfaktor). Sofern diese Verlustfaktoren nicht bekannt sind, können diese ebenfalls aus den Zähldaten der Übergabestelle bzw. der Einzelanlagen in den 60 Minuten vor der Maßnahme abgeleitet werden:

| Zeit | 11:00 | 11:10 | 11:20 | 11:30 | 11:40 | 11:50 |
|---------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| P _{1,ist} | 1746.2 | 1775 / | 1766.9 | 1166.0 | 1405.4 | 1250 / |
| [kW] | 1746,3 | 1775,4 | 1766,9 | 1166,0 | 1495,4 | 1358,4 |
| P _{2,ist} [kW] | 1377,0 | 1539,8 | 1915,5 | 1547,9 | 1751,9 | 1053,9 |
| P _{Summe,ist} [kW] | 3123,3 | 3315,2 | 3682,4 | 2713,9 | 3247,3 | 2412,3 |
| P _{Überg.,ist} [kW] | 2967,14 | 3182,59 | 3424,63 | 2632,48 | 3084,94 | 2267,56 |
| Verlust- faktor | 0,95 | 0,96 | 0,93 | 0,97 | 0,95 | 0,94 |

-> mittlerer Verlustfaktor:

W_{Av,1} [kWh] 2882,1 W_{Av,2} [kWh] 3027,5

0.95

zu entschädigende Ausfallarbeit der kompletten Maßnahme (incl. Verluste):

- 16 -

Spitzabrechnungsverfahren Pisoli Pisoli Pisoli Pisoli Pred Zu entschädigende, nicht eingespeiste Arbeit Pred 1 2 3 4 5 6 7 8 ... I Viertelstunde [i]

Abbildung 3: Darstellung der zu entschädigenden Ausfallarbeit im Spitzabrechnungsverfahren

2.1.4 Berechnung der Entschädigungszahlung

Bei der Abrechnung mehrerer WEA über eine gemeinsame Messeinrichtung, für die sich unterschiedliche Vergütungshöhen errechnen, erfolgt die Zuordnung der Strommengen zu den WEA gemäß § 19 Abs. 3 EEG im Verhältnis der jeweiligen Referenzerträge. Diese Vorgehensweise ist entsprechend bei der Ermittlung der Ausfallarbeit im Rahmen des EEG-Einspeisemanagements maßgeblich.

Zur Berechnung der Entschädigungszahlung muss die nicht eingespeiste Arbeit (Ausfallarbeit) finanziell bewertet werden. Hierfür ist der je Anlagentyp festgeschriebene Vergütungssatz anhand der aktuellen gesetzlichen Grundlage heranzuziehen und anzusetzen. Danach berechnet sich die Entschädigungszahlung wie im Folgenden dargestellt:

Entschädigungszahlung in Euro = WA * VEINSP / 100

W_A Ausfallarbeit während EEG-Einspeisemanagement

V_{Einsp} Vergütungssatz gemäß EEG

2.2 Weitere Energieträger

Hinsichtlich der Entwicklung von Berechnungsmethoden zur Ermittlung der Ausfallarbeit für weitere erneuerbare Energieträger steht die Bundesnetzagentur im Gespräch mit den Fachverbänden. Die Bundesnetzagentur beabsichtigt alsbald den vorliegenden Leitfaden um Berechnungsmethoden zur Ermittlung der Ausfallarbeit, der Wärmeerlöse sowie der ersparten Aufwendungen bei weiteren erneuerbaren Energieträgern zu ergänzen.

- 17 -

Ergebnis* (Beispiel A – Pauschalverfahren):

| Ermittlung | des Rechni | ungsbetrages | 5 | | | | | |
|------------|-------------|------------------------|----------------|---------------------|--------|---------|---------|--|
| NSM- | Aufruf | NSM- | P ₀ | A _{ent} 4) | VGS | Anteil | Entgelt | |
| Datum | Zeit | Zeitraum ¹⁾ | kW | kWh | ct/kWh | Ailteil | | |
| 08.10.2011 | 13:35-15:31 | 13:30-15:45 | 13.546,50 | 7.730,89 | 8,36 | 0,08600 | 55,58€ | |
| 08.10.2011 | 13:35-15:31 | 13:30-15:45 | 13.546,50 | 7.730,89 | 8,90 | 0,91400 | 628,88€ | |
| | | | | | | | 684,46€ | |

Ergebnis* (Beispiel B – Spitzabrechnungsverfahren):

| Ermittlung o | des Rechnu | ngsbetrages | | | | | | |
|--------------|-------------|------------------------|-----------|---------------|------------|--------|---------|--|
| NSM- | Aufruf | NSM- | $W_{A,I}$ | Verlustfaktor | $W_{Av,l}$ | VGS | Entgelt | |
| Datum | Zeit | Zeitraum ¹⁾ | kWh | Veriustiaktor | kWh | ct/kWh | | |
| 08.10.2011 | 11:53-13:58 | 11:45-14:00 | 3.033,80 | 0,95000 | 2.882,11 | 8,36 | 240,94€ | |
| 08.10.2011 | 11:53-13:58 | 11:45-14:00 | 3.186,88 | 0,95000 | 3.027,54 | 8,90 | 269,45€ | |
| | | | | | | | 510,40€ | |

^{*)} Hinweis: Gemäß §12 Abs. 1 EEG2012 sind für die davon erfassten Anlagen (Inbetriebnahme nach dem 31.12.2011) nur 95% der vorstehend ermittelten Mengen zu entschädigen. Übersteigt diese Entschädigungsmenge 1% der Entnahmen dieses Jahres, so ist ab diesem Zeitpunkt zu 100% zu entschädigen.