



**Leitfaden zum
EEG-Einspeisemanagement -
Abschaltrangfolge, Berechnung von Entschädi-
gungszahlungen 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 |
| 1. 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 Minimum“ .. | 6 |
| 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 | 9 |
| 1.4.1 Marktbezogene Maßnahmen gegenüber Betreibern von EE- und Grubengasanlagen 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 übrigen Fällen nach § 13 Abs. 2 EnWG | 10 |
| 1.4.4 Maßnahmen im Fall von Rückspeisungen aus nachgelagerten Netzen | 10 |
| 1.4.5 Informationspflichten | 11 |
| 2. Ermittlung der Entschädigungszahlung | 12 |
| 2.1 Windenergie | 12 |
| 2.1.1 Grundlagen zur Ermittlung der Entschädigungszahlung | 12 |
| 2.1.2 Ermittlung der Ausfallarbeit mit dem pauschalen Verfahren | 12 |
| 2.1.3 Ermittlung der Ausfallarbeit mit dem Spitzabrechnungsverfahren | 14 |
| 2.1.4 Berechnung der Entschädigungszahlung | 17 |
| 2.2 Weitere Energieträger | 17 |
| 2.3 Entschädigungspflicht nach § 12 Abs. 1 EEG umfasst auch KWK-Anlagen..... | 18 |
| 3. Berücksichtigung der Entschädigungszahlung in den Netzentgelten..... | 19 |
| 3.1 Auswirkungen auf die Erlösobergrenze und damit auf die Netzentgelte..... | 19 |
| 3.2 Nachweispflichten gegenüber der Regulierungsbehörde | 19 |
| 3.2.1 Erforderlichkeit der Maßnahme nach § 11 Abs. 1 EEG | 19 |
| 3.2.2 Nichtvertretenmüssen der Maßnahme | 20 |
| 3.2.3 Höhe der Entschädigungszahlung..... | 20 |

Abkürzungsverzeichnis

| | |
|---------|-------------------------------------|
| ARegV | Anreizregulierungsverordnung |
| EE | Erneuerbare Energien |
| EEG | Erneuerbare-Energien-Gesetz |
| EnWG | Energiewirtschaftsgesetz |
| kW | Kilowatt |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung |
| KWKModG | Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz |
| WEA | Windenergieanlage |

0. 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 Abschalttranzfolge 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.

1. Beachtung der Rangfolge von Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG sowie § 8 Abs. 3 und § 11 Abs. 1 EEG (Abschaltrangfolge)

1.1 Erforderlichkeit einer Maßnahme nach § 11 Abs. 1 EEG (Einspeisemanagement) nur bei Einhaltung der Rangfolge

Es bestehen verschiedene gesetzliche Bestimmungen nebeneinander, die **bei Netzengpässen aufgrund zu hoher Stromeinspeisungen** „Regelungsmaßnahmen“ (Einspeisereduzierungen) in Bezug auf konventionelle Anlagen sowie auf EE-, KWK- und Grubengasanlagen vorsehen.¹ Da notwendige Kosten für Entschädigungszahlungen aufgrund einer Maßnahme nach § 11 Abs. 1 EEG bei der Ermittlung der Netzentgelte nur insoweit in Ansatz gebracht werden können, als die Maßnahme erforderlich war (§ 12 Abs. 2 S. 1 EEG), stellt sich - auch aus diesem Blickwinkel - die Frage der Rangfolge der Maßnahmen untereinander.² Eine Maßnahme nach § 11 Abs. 1 EEG ist nur dann erforderlich, wenn nicht bereits vorrangig eine andere Maßnahme zu ergreifen gewesen wäre.

Es ist daher eine Rangfolge unter den folgenden Maßnahmen zu bestimmen:

- Unter den engen Voraussetzungen des **§ 11 Abs. 1 EEG** kann der Netzbetreiber EE-, KWK- und Grubengasanlagen mit einer Leistung von über 100 Kilowatt einseitig – auch gegen den Willen der Anlagenbetreiber – regeln. Gemäß § 12 Abs. 1 EEG ist der Netzbetreiber verpflichtet, die von diesen Regulationsmaßnahmen betroffenen EE-, KWK- und Grubengasanlagenbetreiber zu entschädigen. Die Entschädigungszahlungen können gem. § 12 Abs. 2 EEG bei den Netzentgelten in Ansatz gebracht werden, soweit die Maßnahmen erforderlich (insbesondere nach § 11 Abs. 1 EEG, aber auch im Verhältnis zu anderen Maßnahmen) waren und der Netzbetreiber sie nicht zu vertreten hat. Zu vertreten hat er sie insbesondere, soweit er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat.
- Gemäß **§ 8 Abs. 3 EEG** können Netzbetreiber und EE- sowie Grubengasanlagenbetreiber zur besseren Integration der Anlagen ausnahmsweise vereinbaren, vom Abnahmenvorrang des § 8 Abs. 1 EEG – Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas ist vorrangig abzunehmen – abzuweichen. Gemäß § 15 Abs. 1 EEG können die durch diese Vereinbarung entstandenen Kosten des Netzbetreibers bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz gebracht werden. Die Kosten unterliegen dabei gemäß § 15 Abs. 2 EEG der Prüfung auf Effizienz durch die Regulierungsbehörde nach Maßgabe der Vorschriften des EnWG.
- Unter den Voraussetzungen des **§ 13 EnWG** sind Übertragungsnetzbetreiber und in Verbindung mit § 14 EnWG auch Verteilernetzbetreiber berechtigt und verpflichtet,
 - netz- und marktbezogene Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 und 2 EnWG) sowie
 - Anpassungsmaßnahmen (§ 13 Abs. 2 EnWG)

durchzuführen. Bei der Durchführung von **marktbezogenen Maßnahmen** gemäß § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG hat der Netzbetreiber die betroffenen Anlagenbetreiber aufgrund zuvor getroffener vertraglicher Vereinbarungen in der Regel zu vergüten. Kosten, die

¹ Die folgenden Ausführungen zur Abschalttrangfolge beschränken sich auf Situationen, in denen eine Reduzierung der Einspeisung aufgrund **netztechnischer Restriktionen** notwendig ist. Maßnahmen nach § 8 AusglMechAV zur Vermeidung extremer negativer Preise bei der EE-Strom-Vermarktung sind daher nicht umfasst.

² Die Rangfolge der Maßnahmen untereinander ist darüber hinaus auch für die Frage der Anerkennungsfähigkeit von Vergütungszahlungen für freiwillige Abschlusvereinbarungen nach § 8 Abs. 3 EEG sowie § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG von entscheidender Bedeutung (Effizienzprüfung nach § 15 Abs. 2 EEG und den allgemeinen Entgeltbestimmungen).

dem Netzbetreiber dabei beispielsweise für Redispatchmaßnahmen oder für den Einsatz von Regelenergie entstehen, kann er grundsätzlich im Rahmen der Systemdienstleistungen bei den Netzentgelten in Ansatz bringen. Die **Anpassungsmaßnahmen** nach § 13 Abs. 2 EnWG hingegen kann der Netzbetreiber einseitig – gegen den Willen der Betroffenen – und nach Maßgabe des § 13 Abs. 4 EnWG entschädigungslos ergreifen. Die netz- und marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG sind den Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG vorgelagert.

1.2 Kriterien der Abschalttrangfolge

Das Verhältnis der genannten Regelungsmaßnahmen ist nicht widerspruchsfrei geregelt.³ Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist eine sachgerechte Rangfolge der Maßnahmen nach §§ 8 Abs. 3, 11 Abs. 1 EEG sowie § 13 Abs. 1 und 2 EnWG in Bezug auf EE-, KWK- oder Grubengas- sowie konventionelle Anlagen insbesondere nach folgenden Kriterien zu bestimmen:

- **Netz- und Systemsicherheitsaspekte** (für einen sicheren Netz- und Systembetrieb zwingend benötigte Erzeugungsanlagen sollen zunächst nur bis zum netztechnischen erforderlichen Minimum heruntergefahren werden),
- **Umweltgesichtspunkte** (EE-, KWK- und Grubengasanlagen sollen so lange wie möglich ins Netz einspeisen) sowie die
- **ökonomische Auswirkungen** (keine Mehrkosten ohne ökologischen Mehrwert).

1.2.1 Keine ungerechtfertigten Mehrkosten für den Verbraucher

Mit dem Inkrafttreten des EEG 2009 bestehen zwei Bestimmungen, nach denen EE-, KWK- und Grubengasanlagenbetreiber bei bestimmten gesetzlichen (§ 11 Abs. 1 i. V. m. § 12 EEG) oder vertraglich vereinbarten (§ 8 Abs. 3 i. V. m. § 15 EEG) Regelungsmaßnahmen eine Entschädigung bzw. Vergütung erhalten, die der Netzbetreiber unter gewissen Voraussetzungen in die Netzentgelte umlegen kann. Um den Verbraucher vor ungerechtfertigten Mehrkosten zu schützen, müssen **Maßnahmen nach § 11 Abs. 1, § 12 EEG und § 8 Abs. 3, § 15 EEG den ökologischen Zielen sowie dem volkswirtschaftlich effizientesten Weg entsprechen.**

Der Verbraucher finanziert bereits mittelbar über die EEG- und KWK-Umlage den Aufbau der EE-, KWK- und Grubengasanlagen und über die Netzentgelte den für die Integration dieser Anlagen notwendigen Netzausbau. Diese erheblichen Belastungen lassen sich nur durch die ökologischen Ziele des Gesetzgebers, den EE- und Grubengas- (§ 8 Abs. 1 EEG) sowie KWK-Strom (§ 4 Abs. 1 KWKModG) „vorrangig abzunehmen“ und dadurch konventionell erzeugte Elektrizität zu substituieren, rechtfertigen.

Um dieses gesetzgeberische Ziel nicht zu konterkarieren und die Verbraucher nicht mit ungerechtfertigten Mehrkosten zu belasten, **ist zu vermeiden, dass der Verbraucher über die Netzentgelte auch noch regelmäßig Abschaltvergütungen bzw. Entschädigungen für das Stillstehen der Windenergieanlagen⁴ bezahlen muss, solange konventionelle Anlagen noch nicht heruntergefahren wurden.**

³ Dies betrifft insbesondere das Verhältnis des § 11 EEG und des § 13 EnWG zueinander. So würde zum Beispiel eine Wortlautbetrachtung des § 11 Abs. 2 EEG zunächst dafür sprechen, dass Maßnahmen an EE-, KWK- und Grubengasanlagen gemäß § 13 Abs. 1 EnWG erst nach den zwangsweise durchsetzbaren Regelungsmaßnahmen des § 11 Abs. 1 EEG (Einspeisemanagement) durchgeführt werden sollen, obwohl die Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 EnWG die mildereren Mittel darstellen. Denn netzbezogene Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG) führen nicht zu Anpassungen von Stromeinspeisungen oder Stromabnahmen und auch marktbezogene Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG) sind aufgrund des freiwilligen Charakters weniger eingriffsintensiv.

⁴ Stellvertretend genannt für alle EE-, KWK- und Grubengasanlagen.

1.2.2 Abregelung der für die Netz- und Systemsicherheit zwingend erforderlichen Erzeugungsanlagen zunächst nur bis zum „netztechnisch erforderlichen Minimum“

Auf der anderen Seite ist darauf zu achten, dass das Vorrangprinzip zugunsten des EE- und KWK-Stroms nicht dazu führt, dass ungeachtet zwingender netz- und systemtechnischer Anforderungen stets sämtliche Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken auf null zurückgefahren werden muss, bevor die erste einspeiseprivilegierte Anlage (EE-, KWK- oder Grubengasanlage) abgeregelt werden kann. Soweit eine für die Netz- und Systemsicherheit erforderliche Eigenschaft oder Leistung nur durch die Aufrechterhaltung einer bestimmten Einspeisung aus einem konventionellen Kraftwerk gewährleistet werden kann, muss die Anlage zunächst nur bis zu diesem **netztechnisch erforderlichen Minimum** heruntergefahren werden. Dies gilt selbstverständlich auch zugunsten einer einspeiseprivilegierten Anlage, soweit diese die erforderliche Eigenschaft oder Leistung gewährleistet. Zur Bestimmung des netztechnisch erforderlichen Minimums kommt es ausschließlich auf den tatsächlichen Bedarf für die Netz- und Systemsicherheit an. Das technische Minimum eines Einzelkraftwerks ist nicht maßgeblich; es kann allenfalls mittelbar insoweit relevant sein, als die Aufrechterhaltung der Einspeisung aus dieser Anlage zur Gewährleistung der Netz- und Systemsicherheit erforderlich ist.

1.2.3 Effizienzgrenze bei der Vergütung freiwilliger Abschaltvereinbarungen

Sofern sich der Netzbetreiber freiwilliger Vereinbarungen zur Reduzierung der Stromeinspeisung bedient,

- bei EE- und Grubengasanlagen sind dies Vereinbarungen gem. § 8 Abs. 3 EEG
- bei KWK- und konventionellen Anlagen Vereinbarungen im Rahmen von marktbezogenen Maßnahmen gem. § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG

muss er zur Wahrung des EE- und KWK-Vorrangs zunächst die Verträge mit den konventionellen und erst im Anschluss die mit den EE-, KWK- und Grubengasanlagenbetreibern nutzen. Zu verhindern ist hierbei, dass mangels freiwilliger Vereinbarungen mit Betreibern konventioneller Anlagen das Problem einer notwendigen Einspeisereduzierung – ungeachtet höherer Kosten – über die Nutzung freiwilliger Vereinbarungen mit EE-, KWK- und Grubengasanlagenbetreibern gelöst wird.

Diese teure und ökologisch wertlose Aushebelung des EE- bzw. KWK-Vorrangs auf Kosten der Netznutzer ist aus den bereits unter Punkt 1.2.1 genannten Gründen abzulehnen. Sie widerspricht auch der **gesetzlich vorgesehenen Risikoverteilung**. Denn das Risiko, bei nicht ausreichenden freiwilligen Abschaltvereinbarungen zwangsweise und sogar entschädigungslos nach § 13 Abs. 2 EnWG abgeregelt zu werden, trifft in allererster Linie die Betreiber konventioneller Anlagen. Da die Betreiber der EE-, KWK- und Grubengasanlagen erst dann zwangsweise abgeregelt werden können, wenn die konventionellen Kraftwerke nicht mehr bzw. allenfalls noch mit dem netztechnisch erforderlichen Minimum laufen und einspeisen, besteht für EE-, KWK- und Grubengasanlagen ein ungleich geringeres Risiko, überhaupt unfreiwillig gedrosselt zu werden. Als weiterer gravierender Unterschied birgt die zwangsweise Reduzierung der Einspeisung bei Kapazitätsüberlastungen aufgrund der gesetzlich garantierten Entschädigungen (§ 12 EEG) für diese Anlagenbetreiber kaum finanzielle Risiken. Aus ihrer Sicht lohnt sich eine freiwillige Abschaltvereinbarung nach § 8 Abs. 3 EEG daher nur dann, wenn die Vergütung höher als die gesetzlich vorgesehene Entschädigung ausfiele.

Eine Abschaltvergütung in der Größenordnung einer Entschädigung nach § 12 EEG wäre jedoch unangemessen und **ineffizient** i. S. v. § 15 Abs. 2 EEG⁵, solange noch konventionelle Anlagen oberhalb des netztechnisch erforderlichen Minimums einspeisen. Erst wenn die Einspeisung aller konventionellen Anlagen bereits - freiwillig (§ 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG) oder zwangsweise (§ 13 Abs. 2 EnWG) - auf das für das netztechnische Minimum erforderliche Maß heruntergefahren wurde, erscheint auch die Zahlung einer Vergütung in Höhe der gesetzlich

⁵ Im Rahmen der Umlage der Vergütungen für freiwillige Vereinbarungen zur Abregelung von EE- und Grubengasanlagen in die Netzentgelte unterliegen die infolge der Vereinbarungen entstandenen Kosten gem. § 15 Abs. 2 EEG ausdrücklich einer Effizienzprüfung durch die Regulierungsbehörde.

vorgesehenen Entschädigung nach § 12 EEG⁶ als angemessen und effizient. Denn aufgrund der geschilderten ungleich höheren Risiken der konventionellen Anlagenbetreiber stellt die Bereitschaft der EE-, KWK- und Grubengasanlagenbetreiber, sich freiwillig abregeln zu lassen, solange noch konventionelle Anlagen oberhalb des netztechnisch erforderlichen Minimums einspeisen, ein deutlich geringeres Entgegenkommen dar, das nur eine vergleichsweise geringe Vergütung (jedenfalls deutlich unterhalb des Niveaus der Entschädigungen nach § 12 EEG) rechtfertigt. Mehrkosten aufgrund ineffizienter Abschaltvereinbarungen dürften bei der Ermittlung der Netzentgelte nicht in Ansatz gebracht werden.

1.3 Rangfolge der Maßnahmen nach §§ 8 Abs. 3, 11 Abs. 1 EEG sowie § 13 Abs. 1 und 2 EnWG

Ausgehend vom soeben Dargestellten ergibt sich folgende Rangfolge der Maßnahmen nach §§ 8 Abs. 3, 11 Abs. 1 EEG sowie § 13 Abs. 1 und 2 EnWG. Die Rangfolge gilt unabhängig davon, ob Übertragungsnetzbetreiber nach § 13 EnWG oder Verteilernetzbetreiber nach § 13 in Verbindung mit § 14 EnWG tätig werden. Die Maßnahmen sind entsprechend der sich aus den Nummern **1** bis **7** ergebenden Abschalt-rangfolge durchzuführen. Die dargestellte Rangfolge dürfte sich durch weitgehend automatisierte Ablaufpläne im Regelfall auch bei einem sehr kurzfristigen Abregelungsbedarf einhalten lassen. Sofern dies im begründeten Einzelfall nicht möglich sein sollte, bleibt es dem Netzbetreiber unbenommen, ausnahmsweise von der Abschalt-rangfolge insoweit abzuweichen, als dies zur Gewährleistung der Netz- und Systemsicherheit notwendig ist. Soweit die Einhaltung möglich bleibt, ist ihr weiterhin Folge zu leisten.

1) Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 EnWG und § 8 Abs. 3 EEG

- 1** a) **Netzbezogene Maßnahmen** gemäß § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG
- b) Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG (Marktbezogene Maßnahmen) und § 8 Abs. 3 EEG (Vertragliche Vereinbarungen)⁷
- 2** aa) **Marktbezogene Maßnahmen** gemäß § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG

Diese umfassen insbesondere den Einsatz von Regelenergie, vertraglich vereinbarte ab- und zuschaltbare Lasten, Informationen über Engpässe und Management von Engpässen sowie die Mobilisierung zusätzlicher Reserven; inklusive vertraglich vereinbarter Anpassungen von Stromeinspeisungen mit konventionellen Anlagen.
- 3** bb) Maßnahmen aufgrund **vertraglicher Abschaltvereinbarungen mit EE- und Grubengasanlagenbetreibern** nach § 8 Abs. 3 EEG **sowie mit KWK-Anlagenbetreibern** nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG.
 - Solange noch konventionelle Anlagen oberhalb des netztechnisch erforderlichen Minimums einspeisen, erscheint allenfalls eine sehr geringe Vergütung (jedenfalls deutlich unterhalb des Niveaus der Entschädi-

⁶ Die Zahlung einer darüber hinausgehenden Vergütung (Niveau der Entschädigung nach § 12 Abs. 1 S. 2 EEG zuzüglich eines geringfügigen Aufschlags) erscheint in dieser Situation allenfalls dann als effizient, wenn und soweit der Netzbetreiber durch die Freiwilligkeit der Maßnahme nach § 8 Abs. 3 EEG nachweislich besondere Vorteile und Effizienzgewinne erzielt. Da der Gesetzgeber mit den Regelungen zum Einspeisemanagement nach §§ 11 und 12 EEG dem Netzbetreiber jedoch bereits ein Instrument an die Hand gegeben hat, das Maßstäbe für einen sachgerechten Ausgleich zwischen den verschiedenen Zielen und Interessen setzt, bedürfte es jedenfalls einer besonderen Erläuterung, warum es für den Netzbetreiber im Einzelfall vorteilhaft ist, zusätzlich zum gesetzlichen Einspeisemanagement ein vertragliches Abschalt-system mit höheren Vergütungen aufzubauen. Darüber hinaus bleibt zu beachten, dass vertragliche Abschaltvereinbarungen nach § 8 Abs. 3 EEG nur ausnahmsweise und zur besseren Integration der Anlage in das Netz abgeschlossen werden dürfen.

⁷ Nähere Ausführungen dazu unter Punkt 1.4.

gungen nach § 12 EEG) als angemessen.⁸ Höhere Vergütungen wären ineffizient; entsprechende Mehrkosten dürfen nicht über die Netzentgelte sozialisiert werden.

- Erst wenn die Einspeisung aller konventionellen Anlagen bereits – freiwillig (Stufe **2**) nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG) oder zwangsweise (Stufe **4**) nach § 13 Abs. 2 EnWG) - auf das für das netztechnische Minimum erforderliche Maß heruntergefahren wurde, erscheint auch die Zahlung einer Vergütung in Höhe der gesetzlich vorgesehenen Entschädigung nach § 12 EEG⁹ als angemessen und effizient.

2) Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG (Anpassungsmaßnahmen) und § 13 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 11 Abs. 1 EEG (Einspeisemanagement)¹⁰

- 4** a) Anpassungsmaßnahmen gegenüber konventionellen Kraftwerken gemäß § 13 Abs. 2 EnWG bis zur Grenze des netztechnisch erforderlichen Minimums – ohne Entschädigung
- 5** b) Maßnahmen gegenüber EE-, KWK- und Grubengasanlagen bis zur Grenze des netztechnisch erforderlichen Minimums:
- Sofern die Gefährdung oder Störung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes im Sinne von § 13 Abs. 3 EnWG zumindest auch auf einem Problem der Netzkapazität im Sinne von § 11 Abs. 1 EEG beruht:
 - EE-, KWK- und Grubengasanlagen größer 100 kW gemäß § 13 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 11 Abs. 1 EEG – gegen Entschädigung gem. § 12 Abs. 1 EEG
 - EE-, KWK- und Grubengasanlagen kleiner/gleich 100 kW gemäß § 13 Abs. 2 EnWG – ohne Entschädigung
 - Oder sofern die Gefährdung oder Störung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes im Sinne von § 13 Abs. 3 EnWG nicht zugleich auf einem Problem der Netzkapazität im Sinne von § 11 Abs. 1 EEG beruht: sämtliche EE-, KWK- und Grubengasanlagen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG. – ohne Entschädigung
- 6** c) Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG gegenüber konventionellen Kraftwerken über die Grenze des netztechnisch erforderlichen Minimums hinaus¹¹ – ohne Entschädigung
- 7** d) Maßnahmen gegenüber EE-, KWK- und Grubengasanlagen über die Grenze des netztechnisch erforderlichen Minimums hinaus:

⁸ Da die Betreiber von EE-, KWK- und Grubengasanlagen bei einer zwangsweisen Abregelung nach § 11 Abs. 1 EEG die gesetzlich garantierte Entschädigung in Höhe ihrer entgangenen Vergütungen abzüglich der ersparten Aufwendungen nach § 12 EEG erhalten können, ist in der Praxis nicht zu erwarten, dass sie einer freiwilligen Reduzierung der Einspeisung mit dieser deutlich geringeren Vergütung zustimmen.

⁹ Zu der Frage, unter welchen besonderen Voraussetzungen auch ein geringer Aufschlag effizient sein könnte, siehe Fußnote 6.

¹⁰ Zum rechtlichen Verhältnis von § 13 EnWG zu § 11 EEG siehe die Ausführungen unter Punkt 1.4.

¹¹ Die Stufen **6** und **7** sind der Vollständigkeit halber zur rechtlichen Einordnung mit aufgeführt. Da auf diesen Stufen bereits nur noch Erzeugungsanlagen einspeisen, die für die Netz- und Systemsicherheit zwingend erforderlich sind, dürfte in der Praxis spätestens hier kein weiterer Bedarf für eine Reduktion der Einspeisung mehr bestehen.

- Sofern die Gefährdung oder Störung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes im Sinne von § 13 Abs. 3 EnWG zumindest auch auf einem Problem der Netzkapazität im Sinne von § 11 Abs. 1 EEG beruht:
 - EE-, KWK- und Grubengasanlagen größer 100 kW gemäß § 13 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 11 Abs. 1 EEG – gegen Entschädigung gem. § 12 Abs. 1 EEG
 - EE-, KWK- und Grubengasanlagen kleiner/gleich 100 kW gemäß § 13 Abs. 2 EnWG. – ohne Entschädigung
- Oder sofern die Gefährdung oder Störung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes im Sinne von § 13 Abs. 3 EnWG nicht zugleich auf einem Problem der Netzkapazität im Sinne von § 11 Abs. 1 EEG beruht: sämtliche EE-, KWK- und Grubengasanlagen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG. – ohne Entschädigung

1.4 Rechtliche Erläuterungen zu einzelnen Punkten der Abschalttrangfolge

1.4.1 Marktbezogene Maßnahmen gegenüber Betreibern von EE- und Grubengasanlagen nach Maßgabe von § 8 Abs. 3 EEG

Vereinbarungen nach § 8 Abs. 3 EEG entsprechen aufgrund ihrer vertraglichen Natur grundsätzlich den marktbezogenen Maßnahmen i. S. v. § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG. § 8 Abs. 3 EEG regelt, unter welchen besonderen Voraussetzungen („ausnahmsweise zur besseren Integration der Anlage in das Netz“) in Ansehung des Einspeisevorrangs und des Abweichungsverbot nach § 4 Abs. 2 EEG auch marktbezogene Maßnahmen in Form von Abschaltvereinbarungen mit EE- und Grubengasanlagenbetreibern in Betracht kommen. Außerhalb des speziell vorgegebenen Rahmens, den § 8 Abs. 3 als Ausnahme zu § 8 Abs. 1 EEG eröffnet, können keine darüber hinausgehenden marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG mit EE- und Grubengasanlagenbetreibern vereinbart werden.

1.4.2 Einspeisemanagement-Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 11 Abs. 1 EEG

§ 11 Abs. 1 EEG konkretisiert, unter welchen besonderen Voraussetzungen in Ansehung des Einspeisevorrangs Regelungsmaßnahmen und damit letztlich Anpassungen im Sinne von § 13 Abs. 2 EnWG gegenüber EE-, KWK- und Grubengasanlagen (> 100 kW) bei Netzkapazitätsüberlastungen in Betracht kommen. Droht eine Überlastung der Netzkapazität im Sinne von § 11 Abs. 1 EEG, so liegt zugleich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in Form von Netzengpässen gemäß § 13 Abs. 3 EnWG vor.

Nach § 11 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EEG muss die Netzkapazität bereits durch den EE-, KWK- oder Grubengas-Strom vollständig ausgelastet sein.¹² Mit anderen Worten dürften die konventionellen Kraftwerke bei isolierter Betrachtung der Norm keine einzige Kilowattstunde mehr einspeisen, bevor eine Regelung der einspeiseprivilegierten Anlagen möglich wäre. § 11 Abs. 1 EEG ist jedoch nicht isoliert, sondern als konkretisierende Norm für Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG zu verstehen, so dass die Grenzen der Netz- und Systemsicherheit auch im Rahmen des Einspeisemanagements zu beachten sind. Ein Einspeisemanagement gemäß § 13 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 11 Abs. 1 EEG ist daher auch dann möglich, wenn die konventionellen Kraftwerke bereits bis zum „netztechnisch erforderlichen Minimum“ im oben erläuterten Sinn

¹² Ob der Strom aus EE und Grubengas in direktvermarkteten oder in nicht direktvermarkteten Anlagen erzeugt wird, ist für die Einordnung als EE- und Grubengasstrom im Sinne von § 11 Abs. 1 S. 1 EEG irrelevant.

heruntergefahren wurden. Liegt die konventionelle Einspeisung noch über diesem Niveau, scheidet ein Einspeisemanagement gegenüber den einspeiseprivilegierten Anlagen hingegen aus.

1.4.3 Anpassungsmaßnahmen gegenüber einspeiseprivilegierten Anlagen in den übrigen Fällen nach § 13 Abs. 2 EnWG

Sofern eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit und Zuverlässigkeit im Sinne von § 13 Abs. 3 EnWG nicht zugleich auf einem Netzengpass bzw. auf einer Überlastung der Netzkapazität beruht, erfolgt die Anpassung der Einspeisung aus EE-, KWK- und Grubengasanlagen (> 100 kW) allein nach Maßgabe des § 13 Abs. 2 EnWG und nicht gemäß § 13 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 11 Abs. 1 EEG. Eine Entschädigung nach § 12 EEG kommt daher in diesen Fällen nicht in Betracht. Das Gleiche gilt für Anpassungen gegenüber einspeiseprivilegierten Anlagen < 100 kW unabhängig davon, wodurch die Gefährdung oder Störung der Sicherheit und Zuverlässigkeit verursacht wird.

Auch in diesen Konstellationen ist zunächst die Einspeisung aus konventionellen Anlagen bis zum netztechnisch erforderlichen Minimum zu reduzieren, bevor eine Anpassung der einspeiseprivilegierten Anlagen nach § 13 Abs. 2 EnWG erfolgen kann.¹³

1.4.4 Maßnahmen im Fall von Rückspeisungen aus nachgelagerten Netzen

Die Abschaltreihenfolge ist auch im Fall von Rückspeisungen aus nachgelagerten Netzen anwendbar. Tragen Rückspeisungen aus einem nachgelagerten Netz zu einer Kapazitätsüberlastung in einem vorgelagerten Netz (z.B. Übertragungsnetz) bei, so sind die an das nachgelagerte Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen bei der Anwendung der Abschaltreihenfolge einzubeziehen. Die Verpflichtung des vorgelagerten Netzbetreibers zur vorrangigen Abnahme, Übertragung und Verteilung bezieht sich auch auf rückgespeisten Strom aus einspeiseprivilegierten Anlagen, die an ein nachgelagertes Netz angeschlossen sind (§ 8 Abs. 4 EEG und § 4 Abs. 4 S. 2 KWKModG).

Einspeisemanagement-Maßnahmen kommen in einer solchen Situation sowohl durch den Betreiber des vorgelagerten als auch durch den des nachgelagerten Netzes in Betracht.

Der Betreiber des überlasteten **vorgelagerten Netzes** kann die an sein Netz angeschlossenen EE-, KWK- und Grubengasanlagen unter den Voraussetzungen von § 13 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 11 Abs. 1 EEG regeln. Die Netzkapazitätsüberlastung nach § 11 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EEG muss nicht ausschließlich durch Strom aus unmittelbar an sein eigenes Netz angeschlossene EE-, KWK- und Grubengasanlagen verursacht sein. Die Voraussetzung der Überlastung durch „diesen Strom“ bezieht sich generell auf „Strom aus Erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung oder Grubengas“, der im jeweils relevanten Netzbereich zu dem Engpass beiträgt. Daher wird beispielsweise auch Strom, der aus einspeiseprivilegierten Anlagen in das nachgelagerte Netz eingespeist wird und durch Rückspeisung in das vorgelagerte Netz zur Überlastung des Netzbereichs beiträgt, als Strom im Sinne von § 11 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EEG erfasst. Für die Sicherstellung der größtmöglichen Abnahmemenge von Strom aus EE und Kraft-Wärme-Kopplung nach § 11 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG ist ebenso die gesamte Stromeinspeisung, die im jeweils relevanten Netzbereich zu dem Engpass beiträgt, zu Grunde zu legen.

Der **nachgelagerte Netzbetreiber** kann zur Unterstützung nach § 14 Abs. 1a EnWG Einspeisemanagementmaßnahmen unter den Voraussetzungen von § 13 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 11 Abs. 1 EEG gegenüber den an sein Netz angeschlossenen EE-, KWK- und Grubengasanlagen

¹³ Ein Abweichen von dem Einspeisevorrang kommt auch bei Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG nur in Betracht, soweit im begründeten Einzelfall die Einhaltung aufgrund eines Notfalls nicht möglich sein sollte. Wie am Anfang von Punkt 1.3. erläutert, bleibt es dem Netzbetreiber unbenommen, ausnahmsweise von der Abschaltreihenfolge insoweit abzuweichen, als dies zur Gewährleistung der Netz- und Systemsicherheit notwendig ist. Soweit die Einhaltung möglich bleibt, ist ihr weiterhin Folge zu leisten.

durchführen. Die Netzkapazitätsüberlastung gemäß § 11 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EEG muss in dem „jeweiligen Netzbereich“ vorliegen. Der für die jeweilige Überlastung relevante Netzbereich ist nicht auf das Netz des regelnden Netzbetreibers beschränkt. Er erstreckt sich im Rückspeisungsfall auf die relevanten Bereiche des vor- und des nachgelagerten Netzes.

1.4.5 Informationspflichten

Soweit der vorgelagerte Netzbetreiber für die ordnungsgemäße Abwicklung der Abschaltfolge auf Informationen nachgelagerter Netzbetreiber angewiesen ist, sind letztere zur unverzüglichen Bereitstellung der notwendigen Daten nach § 12 Abs. 4 (i. V. m. § 14 Abs. 1 S. 1) EnWG verpflichtet. In umgekehrter Richtung ist der vorgelagerte Netzbetreiber zur Bereitstellung von notwendigen Informationen an den nachgelagerten Netzbetreiber nach Maßgabe von § 12 Abs. 2 (i. V. m. § 14 Abs. 1 S. 1) EnWG verpflichtet. Da Einspeisemanagement-Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 11 Abs. 1 EEG – wie auch die Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 und Abs. 2 EnWG - dem sicheren Netzbetrieb dienen, sind die dafür benötigten Informationen von § 12 Abs. 2 und 4 EnWG umfasst.

Die Informationspflichten nach § 13 Abs. 2 S. 2 EnWG (gegenüber Verteilernetzbetreibern und Stromhändlern) sowie nach § 13 Abs. 5 EnWG (gegenüber unmittelbar Betroffenen und der Regulierungsbehörde) gelten auch für Einspeisemanagement-Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 11 Abs. 1 EEG. Sie werden durch die Informationspflichten nach § 9 Abs. 1 S. 2 und 3 sowie § 11 Abs. 3 EEG ergänzt. Damit der Betreiber einer nach § 13 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 11 Abs. 1 EEG geregelten Anlage erfährt, wer Adressat der Entschädigungspflicht nach § 12 Abs. 1 EEG ist, muss der regelnde Netzbetreiber ihn insbesondere auch darüber informieren, wer der Netzbetreiber ist, in dessen Netz die Ursache für die Notwendigkeit der Regelung liegt.

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 Einspeisemanagement-Maßnahme mit Hilfe eines Vereinfachungsansatzes ermittelt. Hierfür wird unterstellt, dass der Leistungsmittelwert des letzten vollständig gemessenen Zeitintervalls (P_0) vor der EEG-Einspeisemanagement-Maßnahme für die Maßnahme repräsentativ ist. Das heißt, es wird vereinfachend unterstellt, dass die letzte vollständig gemessene Viertelstunde der abrechnungsrelevanten Zählleinrichtung 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 ($P_{i,ist}$) 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 ($P_{i,ist}$), 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 P_0 und P_{red} entschädigungsberechtigt ist, ergeben sich für die Berechnung der Ausfallarbeit je Viertelstunde, abhängig von der Ist-Einspeisung, folgende zwei Formeln.

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

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

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 während EEG-Einspeisemanagement |
| $W_{A,i}$ | Ausfallarbeit in einer Viertelstunde während EEG-Einspeisemanagement |
| P_0 | 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 |
| h | Stunde |
| n | Anzahl der Viertelstunden während EEG-Einspeisemanagement |
| i | 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 ($P_{red} = P_{i,ist}$) gehalten hat.

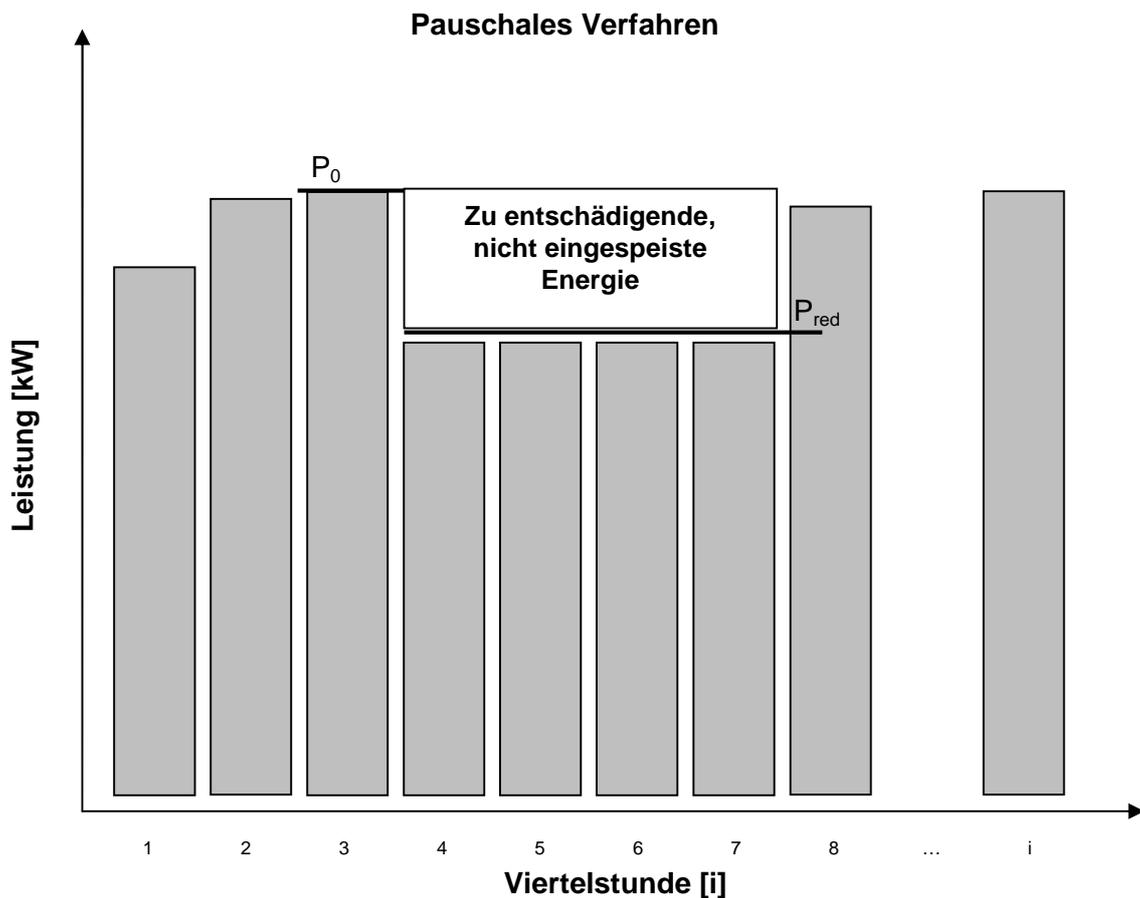


Abbildung 1: Darstellung der zu entschädigenden Ausfallarbeit im pauschalen Verfahren

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 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 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 Nabhöhe darstellt. Die Leistungskennlinie wird nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik bestimmt.

Beispiel:

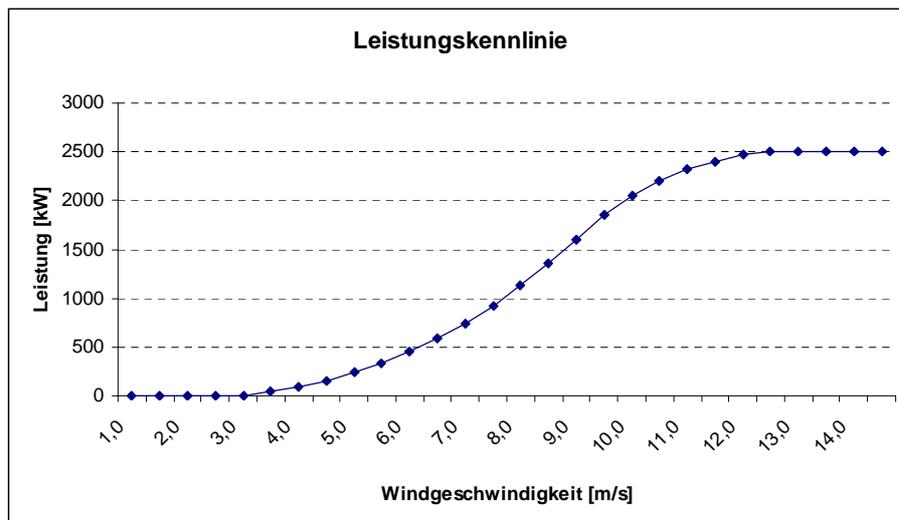


Abbildung 2: Schematisches Beispiel für eine theoretische Leistungskennlinie

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.

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

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 ($P_{vor,ist}$) sowie die theoretischen Leistungsmittelwerte ($P_{vor,theo}$) 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
 $P_{vor,ist}$ tatsächlich gemessener Leistungsmittelwert vor EEG-Einspeisemanagement
 $P_{vor,theo}$ ermittelte theoretische Leistung vor EEG-Einspeisemanagement

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

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

$P_{i,soll}$ ermittelte mögliche Soll-Leistung während EEG-Einspeisemanagement
 $P_{i,theo}$ 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.

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

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

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
 $P_{i,soll}$ ermittelte mögliche Soll-Leistung während EEG-Einspeisemanagement
 $P_{i,ist}$ tatsächlich gemessener Leistungsmittelwert während EEG-Einspeisemanagement je Viertelstunde
 P_{red} vorgegebener reduzierter Leistungsmittelwert während EEG-Einspeisemanagement
h Stunde
n Anzahl der Viertelstunden während EEG-Einspeisemanagement
i Viertelstunde während EEG-Einspeisemanagement

Je Viertelstunde ergibt sich die entschädigungsberechtigte Leistung aus der Differenz der Soll-Leistung ($P_{i,soll}$) und dem Maximalwert der tatsächlich gemessenen Einspeiseleistung ($P_{i,ist}$) 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 ($P_{i,soll}$) kleiner ist als die Ist-Leistung ($P_{i,ist}$).

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

Spitzabrechnungsverfahren

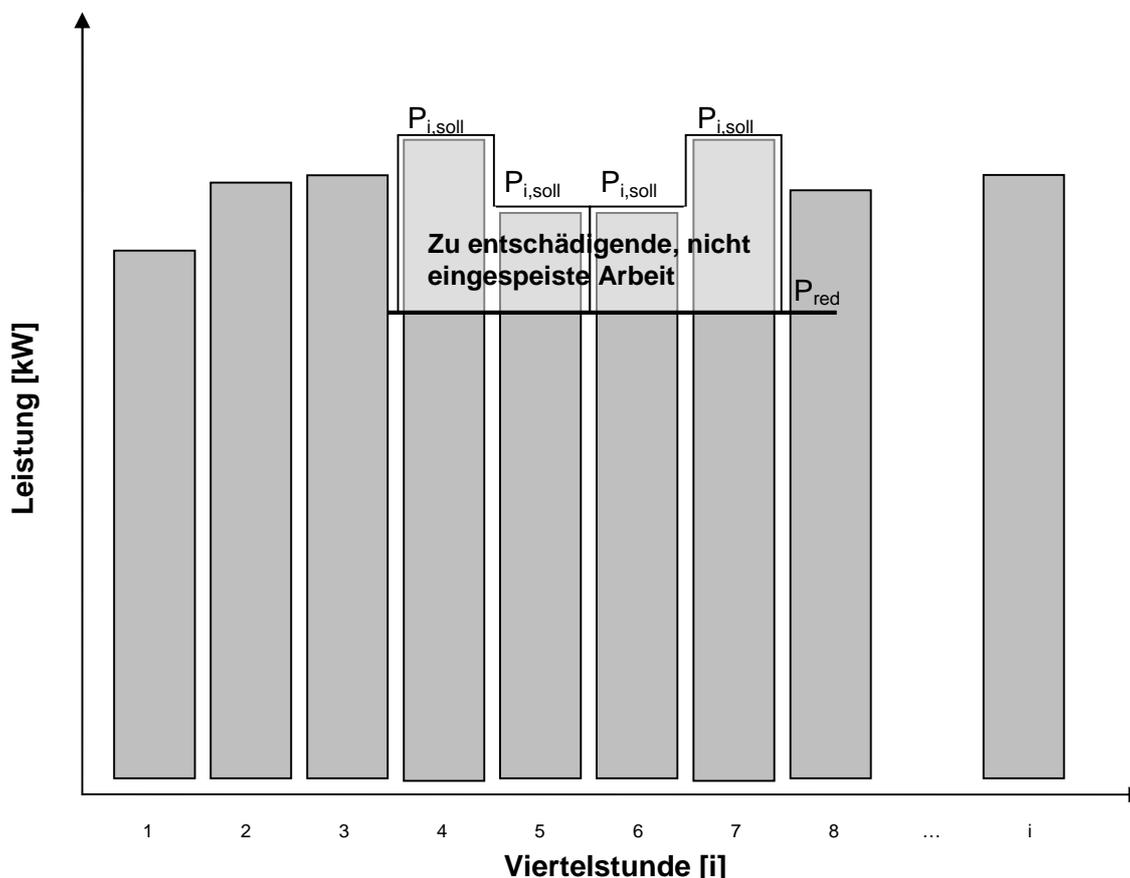


Abbildung 3: Darstellung der zu entschädigenden Ausfallarbeit im Spitzabrechnungsverfahren

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:

$$\text{Entschädigungszahlung in Euro} = W_A \cdot V_{Einsp} / 100$$

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.

Bis dahin ist der Netzbetreiber verpflichtet, bei den weiteren erneuerbaren Energieträgern die vom Anlagenbetreiber vorgeschlagene Berechnungsmethode, vor der Prüfung der rechnerischen Richtigkeit, auf ihre Sachgerechtigkeit hin zu untersuchen.

2.3 Entschädigungspflicht nach § 12 Abs. 1 EEG umfasst auch KWK-Anlagen

Auch Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung im Sinne von § 3 Nr. 10 EEG sind, soweit sie KWK-Strom im Sinne von § 3 Abs. 4 KWKModG aufgrund einer Maßnahme nach § 11 Abs. 1 EEG nicht einspeisen konnten, von der Entschädigungsregelung nach § 12 Abs. 1 EEG erfasst.

Dafür spricht vor allem der unmittelbare gesetzessystematische Zusammenhang mit § 11 Abs. 1 EEG. Die Entschädigungsregelung nach § 12 Abs. 1 S. 1 EEG erfasst Anlagenbetreiberinnen und –betreiber, die aufgrund von Maßnahmen nach § 11 Abs. 1 EEG Strom nicht einspeisen konnten. Zu den Betreibern, die im Wege des Einspeisemanagements geregelt werden können, zählen nach § 11 Abs. 1 EEG auch die Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von „Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung“ im Sinne der Legaldefinition gemäß § 3 Nr. 10 EEG (hier und im gesamten Leitfadens vereinfachend „KWK-Anlage“ genannt). Eine bewusste Unterscheidung, dass nur die Betreiber von EE- und Grubengasanlagen, nicht jedoch die Betreiber von KWK-Anlagen, für deren KWK-Strom gleichrangige Einspeiseprivilegien gelten, entschädigt werden sollen, ist weder erkennbar noch nach dem Sinn und Zweck der Regelung naheliegend.

Der in § 12 Abs. 1 EEG verwendete Begriff „Anlagenbetreiberinnen und –betreiber“ steht der Auslegung nicht entgegen. Zwar erfasst der Begriff nach der Legaldefinition in § 3 Nr. 2 EEG nur Betreiber von EE- und Grubengasanlagen. Durch die Verknüpfung des Begriffs mit dem Relativsatz „die aufgrund von Maßnahmen nach § 11 Abs. 1 EEG Strom nicht einspeisen konnten“ wird jedoch hinreichend deutlich, dass an die Reichweite der nach § 11 Abs. 1 EEG regelbaren „Anlagen“ anknüpft werden muss. Für den in § 11 Abs. 1 EEG verwendeten Begriff der Anlage stellt sich in vergleichbarer Weise das Problem, dass der Begriff nach der Legaldefinition in § 3 Nr. 1 EEG auf Einrichtungen zur Erzeugung von Strom aus EE und Grubengas beschränkt ist. Gleichwohl wird durch die in § 11 Abs. 1 EEG gewählte Formulierung „Anlagen [...] zur Erzeugung von Strom aus [...] Kraft-Wärme-Kopplung“ deutlich, dass über den legaldefinierten Anlagenbegriff hinaus auch KWK-Anlagen erfasst sind. Legt man die an den Anlagenbegriff anknüpfende Formulierung in § 11 Abs. 1 EEG weit aus, so müssen konsequenter Weise die gleichen Maßstäbe für die an den Anlagenbetreiber-Begriff anknüpfende Formulierung in § 12 Abs. 1 EEG gelten.

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 Maßnahme erforderlich war und der Netzbetreiber sie nicht zu vertreten hat (§ 12 Abs. 2 EEG). Die Bundesnetzagentur behält sich eine Prüfung der Kostenansätze auf sachliche und inhaltliche Richtigkeit vor.

3.1 Auswirkungen auf die Erlösobergrenze und damit auf die Netzentgelte

Die gesetzlich nach § 12 Abs. 1 S. 2 EEG vorgegebenen Entschädigungszahlungen stellen dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten im Sinne von § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 ARegV dar. Sondervereinbarungen zu Schaltstufen (siehe Punkt 2.1.1) lassen den nach § 12 Abs. 1 S. 2 EEG vorgesehenen Entschädigungsmaßstab unberührt, so dass sie die Einordnung der Entschädigungszahlungen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten nicht verhindern. Treffen Anlagen- und Netzbetreiber nach § 12 Abs. 1 S. 1 EEG jedoch von Satz 2 abweichende individuelle Vereinbarungen über den Umfang der Entschädigungszahlungen, handelt es sich insoweit um beeinflussbare Kosten, die am Maßstab eines effizienten Netzbetriebs zu messen sind.¹⁴

Nachgewiesene Kosten werden bei der Festsetzung der Erlösobergrenze des Netzbetreibers berücksichtigt. Änderungen der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten führen nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV mit einem Verzug von zwei Jahren (t-2 Verzug) zu einer Anpassung der Erlösobergrenze. Die Netzentgelte müssen (bei einer Absenkung) beziehungsweise dürfen (bei einer Steigerung) an die geänderte Erlösobergrenze angepasst werden (§ 17 Abs. 2 ARegV). Eine Wälzung der Kosten über die EEG-Umlage ist nicht gestattet.

3.2 Nachweispflichten gegenüber der Regulierungsbehörde

Entschädigungszahlungen nach § 12 Abs. 1 EEG können nur insoweit als Kosten eines effizienten Netzbetreibers anerkannt werden, als

- die zugrunde liegende 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 Maßnahme nach § 11 Abs. 1 EEG

Die Regelung von EE-, Grubengas- oder KWK-Anlagen nach § 11 Abs. 1 EEG ist nur dann erforderlich, wenn die Tatbestandsvoraussetzungen der Norm erfüllt sind, also insbesondere

- ohne Regelung dieser Anlagen die Netzkapazität im jeweiligen Netzbereich durch diesen Strom überlastet wäre,

¹⁴ Soweit Netzbetreiber Entschädigungszahlungen vereinbaren sollten, die über den gesetzlich in § 12 Abs. 1 S.2 EEG vorgesehenen Maßstab hinausgehen, dürften die Mehrkosten ohne adäquaten Mehrwert für den Netzbetrieb mit den Anforderungen eines effizienten Netzbetriebs nicht vereinbar und daher auch bei der Ermittlung der Netzentgelte nicht anerkennungsfähig sein.

- der Netzbetreiber sichergestellt hat, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus Erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird, und
- der Netzbetreiber Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen hat.

Wie bereits oben ausgeführt, ist die Reduzierung der Einspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 11 Abs. 1 EEG des Weiteren nur dann erforderlich, wenn nicht bereits entsprechend der dargestellten Rangfolge eine andere Maßnahme vorrangig zu ergreifen gewesen wäre. Es sind daher auch Nachweise erforderlich, welche anderweitigen Maßnahmen durchgeführt wurden.

3.2.2 Nichtvertretenmüssen der Maßnahme

Die Entschädigungszahlungen werden nicht über die Netzentgelte sozialisiert, wenn der Netzbetreiber die Maßnahme nach § 13 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 11 Abs. 1 EEG selbst zu vertreten hat. Er hat die Maßnahme nach § 12 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 Maßnahmen nach § 9 EEG, § 4 Abs. 6 KWKModG sowie §§ 11 ff. EnWG ergriffen hat, um die Vornahme einer Einspeisemanagement-Maßnahme nach § 11 Abs. 1 EEG rechtzeitig zu vermeiden. Sofern er in dem betroffenen Netzbereich bereits Schadensersatzleistungen im Sinne von § 10 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 § 12 Abs. 1 S. 2 EEG nicht übersteigen. Dafür sind die konkrete Ermittlung der Entschädigungshöhe und die Übereinstimmung mit den Vorgaben dieses Positionspapiers darzulegen.