

BEE-Stellungnahme

Zu: Entwurf - Leitfaden zum
Einspeisemanagement
Version 3.0

Berlin, 31. August 2017





Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	3
Vorbemerkung.....	4
Kommentierung zu den Punkten:	5
1 Rangfolge der Systemsicherheitsmaßnahmen nach dem EnWG sowie dem EEG (insb.Abschaltrangfolge der Erzeuger) Zur Berechnung des Gradienten.....	5
2 Ermittlung der Entschädigungszahlung	6
2.1 Allgemeines	6
2.2 Abrechnung mehrerer Anlagen über eine Messeinrichtung	6
2.3 Ermittlung der Ausfallarbeit	7
2.3.1 Windenergie.....	7
2.3.2 Biomasse	8
2.3.4 Solaranlagen.....	8
2.4 Ermittlung der Entschädigungshöhe.....	9
2.4.1 EE-Anlagen mit Einspeisevergütung.....	9
2.4.2 EE-Anlagen in der Direktvermarktung	12
3 Berücksichtigung der Entschädigungszahlung in den Netzentgelten.....	18
3.2 Nachweispflichten gegenüber der Regulierungsbehörde.....	18
3.2.1 Erforderlichkeit der Einspeisemanagement-Maßnahme nach § 14 Abs.1 EEG	18

Abschnitte aus dem BNetzA-Dokument, die kommentiert wurden, sind mit den entsprechenden Überschriften für Kapitel und Abschnitt versehen. Zitate aus dem Dokument sind *kursiv* geschrieben.

Vorbemerkung

Der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) begrüßt die Initiative der Bundesnetzagentur (BNetzA) den Leitfaden zum Einspeisemanagement (EinsMan) weiter zu entwickeln. Wir teilen die Einschätzung der BNetzA, dass ein solcher Leitfaden dazu beiträgt, Rechtsunsicherheit zu minimieren.

Der BEE begrüßt die Ausführungen der BNetzA zur Entschädigungspflicht dem Grunde nach. Diese Entschädigungspflicht liegt unabhängig davon vor, ob der Anlagenbetreiber selbst das Risiko der Bilanzkreis-Bewirtschaftung trägt oder nicht.

Grundsätzlich muss EinsMan so weit möglich vermieden werden - es gilt „Nutzen vor Abregeln“. Um die Notwendigkeit von durchgeführten EinsMan-Maßnahmen überprüfen zu können, muss § 14 Absatz 3 EEG dringend umgesetzt werden.

Zudem spricht sich der BEE klar für den bilanziellen Ausgleich durch den Netzbetreiber als volkswirtschaftlich effizienteste Maßnahme aus.

Das in Kapitel 2.4.2. beschriebene Verfahren greift tief in das Verhältnis zwischen Direktvermarkter und Anlagenbetreiber ein und führt zu einer starken Verzerrung des Intraday Handels. **Diese Punkte sollten unbedingt ausführlich diskutiert werden um unerwünschte Effekte zu vermeiden!** Der BEE und seine Spartenverbände stehen für eine solche Diskussion gerne zur Verfügung.

Kommentierung zu den Punkten:

Rechtsnatur des Leitfadens

1 Rangfolge der Systemsicherheitsmaßnahmen nach dem EnWG sowie dem EEG (insb. Abschalttrangfolge der Erzeuger) zur Berechnung des Gradienten

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

Kommentar:

Bereits kleine Ergänzungen der Abschaltreihenfolge könnten helfen, den volkswirtschaftlichen Schaden der durch Einspeisemanagementmaßnahmen entsteht zu reduzieren. Daher sollte die BNetzA folgende Ergänzungen bereits in den vorliegenden Leitfaden aufnehmen. Eine umfassende Aktualisierung des Kapitels 1 „Abschalttrangfolge“ sollte möglichst zeitnah erfolgen. Der BEE wird hierzu in den nächsten Wochen einen Vorschlag unterbreiten.

In die sofortige Ergänzung sollten folgende Anlagen aufgenommen werden und deren Abregelung möglichst als letztes erfolgen.

- Wasserkraftanlagen mit Schwallbildung: Durch die Abregelung kann es zur Schwallbildung kommen. Dies sollte aus ökologischen- und Sicherheitsaspekten möglichst vermieden werden.
- Biogasanlagen, die eine Wärmeversorgung sicherstellen müssen
- Anlagen, die aufgrund von Typenzertifizierungen, Prototypenvermessungen oder genehmigungsrechtlichen Auflagen vermessen werden: Die Wiederholung der Testreihen führt zu erheblichem Zeitverzug, wodurch erhebliche Zusatzkosten entstehen.
- EE Anlagen in der Regelenergie, die einen Zuschlag erhalten haben und in der Vorhaltung sind. Diese Anlagen müssen zuallerletzt abgeregelt und **gesondert entschädigt werden**.

2. Ermittlung der Entschädigungszahlung

2.1. Allgemeines

Kommentar:

Im vorliegenden Entwurf wird ausgeführt, dass sich der Anlagenbetreiber je Anlage und je Kalenderjahr auf ein Verfahren für die Berechnung bei der Ausfallarbeit festzulegen hat. Die Festlegung geschieht mit der ersten kalenderjährigen Abrechnung einer Einspeisemaßnahme automatisch für das entsprechende Kalenderjahr. Das bedeutet, dass der Anlagenbetreiber für ein ganzes Kalenderjahr entweder auf ein pauschales Abrechnungsverfahren oder das Spitzabrechnungsverfahren festgelegt ist.

Dies mag zwar einem Ziel des Leitfadens entsprechen, nämlich den Netzbetreiber in die Lage zu versetzen, seinen administrativen Aufwand zur Ermittlung der Entschädigungszahlungen für EinsMan-Maßnahmen auf ein effizientes Maß auszurichten (Seite 9 des vorliegenden Leitfadens), widerspricht allerdings den Vorgaben des EEG einseitig und zulasten des Anlagenbetreibers.

In § 15 EEG 2017 bzw. in den gemäß der Übergangsbestimmungen anzuwendenden Vorgängerfassungen ist eine solche Reglementierung zulasten des Anlagenbetreibers nicht vorgesehen. Der vorliegende Leitfaden weicht daher zu Ungunsten des Anlagenbetreibers von grundsätzlichen Anforderungen des EEG ab.

Wir bitten um eine entsprechende Änderung, welche die Rechte des Anlagenbetreibers berücksichtigt.

2.2. Abrechnung mehrerer Anlagen über eine Messeinrichtung

„Der Anlagenbetreiber stellt dem Netzbetreiber die benötigten Werte zur Ermittlung der Ausfallarbeit auf Basis der Messwerte des Anlagenzählers (SCADA-Werte) in der vom Netzbetreiber gewünschten Form zur Verfügung“ (S. 14)

Kommentar:

Standardmäßig erfassen Hersteller 10-Minuten-Werte (nicht 15-Minuten-Werte).

Die BNetzA sollte beachten, dass eine effiziente Abrechnung von EinsMan-Maßnahmen dauerhaft nur erreicht werden kann, wenn alle Beteiligten ein einheitliches Format verwenden.

BEE Vorschlag:

Der Anlagenbetreiber stellt dem Netzbetreiber die benötigten Werte zur Ermittlung der Ausfallarbeit auf Basis der Messwerte des Anlagenzählers als SCADA-Werte im 10 Minuten Format **in einer standardisierten Vorlage** zur Verfügung.

2.3. Ermittlung der Ausfallarbeit

2.3.1. Windenergie

2.3.1.2 Spitzabrechnungsverfahren für Windenergieanlagen

... 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.**

Kommentar:

Der Zeitraum der Aufbewahrung muss festgelegt werden. Dieser sollte maximal 5 Jahre betragen und sich an den anderen Aufbewahrungspflichten wie z.B. den vorzuhaltenden Betriebsdaten zur Überprüfung des Standortertrags gemäß Anlage2 (zu § 36h) EEG orientieren.

BEE Vorschlag:

Zur Nachweisführung sind die Windgeschwindigkeiten zu protokollieren und für 5 Jahre aufzubewahren.“

„Dabei sind die Werte der letzten vollständig gemessenen Zeitintervalle (60 Minuten) unmittelbar vor der Einspeisemanagementmaßnahme zu betrachten.“

Kommentar:

Wenn innerhalb der letzten 60 Minuten keine Einspeisung stattfand, resultiert bei der Berechnung ein Korrekturfaktor von Null und damit einhergehend eine Ausfallarbeit von Null. Die mögliche Einspeisung während der Fernsteuerungsmaßnahme ist damit nicht abbildbar. Deshalb sollte in dem Fall, wenn in der Stunde vor der Maßnahme die Produktion gleich Null war, das letzte einstündige Zeitintervall, in dem eine Einspeisung stattfand, zur Ermittlung des Korrekturfaktors herangezogen werden.

BEE Vorschlag:

„Dabei sind die Werte der letzten, vollständig gemessenen Zeitintervalle (60 Minuten) **in denen Einspeisung stattfand**, unmittelbar vor der Einspeisemanagement-Maßnahme zu betrachten.“

2.3.2. Biomasse

2.3.2.1 Pauschales Verfahren für Biomasseanlagen

Da Biomasseanlagen in der Regel auf den Volllastbetrieb (mit einer hohen Benutzungsstundenzahl) ausgelegt sind und die Stromerzeugung nur sehr geringen Schwankungen unterliegt, wird vereinfacht von einem vergleichbaren Betrieb während der Einspeisemanagement-Maßnahme ausgegangen. D.h. die letzte vollständig erfasste Viertelstunde (P0) wird als Soll-Leistung festgeschrieben. Der Anlagenbetreiber ist verpflichtet, auf die Anweisung des Netzbetreibers zur Reduzierung der Stromeinspeisung zu reagieren.

Kommentar:

Die im Pauschalen Verfahren vorgeschlagene Ermittlung der Entschädigungshöhe würde in der Praxis der von der Bundesregierung gewünschten Flexibilisierung von Biomasse-Anlagen entgegenwirken. Flexibel am Markt agierende Anlagen würden mit hoher Wahrscheinlichkeit in Zeiten eines hohen Stromangebotes (wodurch EinsMan-Maßnahmen in der Regel ausgelöst werden) ihre Leistung auf Null reduzieren oder zumindest stark drosseln. Liegt zu (P0) keine oder eine geringe Einspeisung vor, könnte die Anlage während des EinsMan-Abrufes weder am Markt agieren noch würde sie angemessen entschädigt. Auch ein Nachweis nach 2.3.2.2 Spitzabrechnungsverfahren bei Biomasse-Anlagen wäre nicht möglich, da für flexibel vermarktete Anlagen keine langfristigen Fahrpläne erstellt werden. Anlagen in Engpassregionen wären faktisch gezwungen in den unflexiblen Volllastbetrieb zu wechseln, um Erlösausfälle zu vermeiden.

BEE Vorschlag:

Um eine Benachteiligung flexibler Anlagen zu vermeiden schlagen wir deshalb vor, Absatz 2.3.2.1 wie folgt abzuändern.

Pauschales Verfahren für Biomasseanlagen:

Zur Berechnung der Entschädigung wird die letzte vollständig erfasste Viertelstunde (P0) mit dem Leistungsmittel der letzten 24 h verglichen. Der höhere der beiden Werte wird als Soll-Leistung festgeschrieben. **Der Anlagenbetreiber ist verpflichtet, auf die Anweisung des Netzbetreibers zur Reduzierung der Stromeinspeisung zu reagieren.**

2.3.4. Solaranlagen

Es kann zu atypischen Situationen kommen, bei denen Anlagen vor dem Beginn der netzbetreiberseitigen Abregelungsmaßnahme abgeschaltet – zum Beispiel nachts - oder vom Direktvermarkter abgeregelt waren. Während der Abregelungsmaßnahme kehrt aber wieder die Leistungsbereitschaft der Anlagen zurück, so dass die netzbetreiberseitige Abregelungsmaßnahme wirksam wird und zu Einnahmeausfällen führt. Hier sollte es eine Öffnungsklausel für sinnvolle Einzelnachweise geben, um zu vermeiden, dass der Anlagenbetreiber durch die EinsMan-Maßnahme schlechter gestellt wird.

2.3.4.2. Pauschales Verfahren für Solaranlagen ohne registrierende Leistungsmessung

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

Kommentar:

Bei besonderen PV-Anlagen (Ost-West-Dächer oder nachgeführte PV-Anlagen) müssen weitere pauschale Verfahren bei Bedarf möglich sein (z.B. Verwendung der Vortageswerte).

2.3.4.3 Spitzabrechnungsverfahren bei Solaranlagen

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

Kommentar:

Der Begriff "geeignetes" sollte präzisiert werden, da er sonst zu Streitigkeiten führen würde.

BEE Vorschlag:

Da es nur ca. 50 verschiedene Sensoren gibt, wäre auch eine Liste der zulässigen Geräte als Anhang zum Leitfaden denkbar.

2.4. Ermittlung der Entschädigungshöhe

2.4.1. EE-Anlagen mit Einspeisevergütung

Zu 2.4.1.1 Entgangene Einnahmen

Kommentar:

Schadensminderungspflicht des Anlagenbetreibers

Hinsichtlich der entgangenen Einnahmen wird in dem vorliegenden Entwurf ausgeführt, dass den Anlagenbetreiber, nach allgemeinen zivilrechtlichen Grundsätzen, eine Schadensminderungspflicht trifft. In der Vor-Version 2.1 des vorliegenden Leitfadens der BNetzA zum EinsMan war dieser Grundsatz noch nicht adressiert worden. Eine Schadensminderungs-

pflicht findet auch in keiner EEG-Fassung eine Stütze im Gesetzeswortlaut. Sie ist weder mit dem Willen des Gesetzgebers noch mit dem Normzweck vereinbar.

Bei der Härtefallregelung in § 15 EEG 2017 bzw. in den entsprechenden Vorgängerfassungen handelt es sich um eine spezielle Entschädigungsregelung des EEG, die nach dem eindeutigen Wortlaut verschuldensunabhängig gewährt wird.¹ Entgegen der amtlichen Überschrift „Härtefallregelung“ ist die Norm nicht auf seltene Fälle mit außergewöhnlichen Belastungen beschränkt; es handelt sich um eine Anspruchsgrundlage mit vergleichsweise geringen Anforderungen für den Anlagenbetreiber, um dem Anlagenbetreiber die Durchsetzung seiner Rechte nicht durch weitere rechtliche Unsicherheiten zu erschweren.² Dies verdeutlicht auch der Normzweck: Im Rahmen der Härtefallregelung geht es um eine investitionssichere, rasche und unbürokratische Entschädigung des Anlagenbetreibers.³

Eine Schadensminderungspflicht des Anlagenbetreibers widerspricht damit bereits dem Wortlaut der Norm (verschuldensunabhängig). Ferner ist sie unvereinbar mit dem Willen des Gesetzgebers und dem Normzweck (investitionssichere, einfache Entschädigung des Anlagenbetreibers).

Selbst wenn – entgegen der hier vertretenen Auffassung – den Anlagenbetreiber eine Schadensminderungspflicht trifft, so ist nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs ein Schaden auch dann zu bejahen, wenn der Geschädigte zum Ausgleich möglicher Schäden Vorsorgemaßnahmen getroffen hat.⁴ Eine entlastende Wirkung hat die Schadensvorsorge für den Schädiger nicht. Vielmehr ist der Schädiger verpflichtet, die Vorsorgeaufwendungen bis zur Höhe des Schadens zu ersetzen, der ohne Vorsorgemaßnahmen entstanden wäre.⁵

Wir bitten daher, auf Seite 33 folgenden Passus ersatzlos zu streichen: „Der Anlagenbetreiber ist nach der allgemeinen zivilrechtlichen Schadensminderungspflicht gehalten, seine entgangenen Einnahmen so gering wie möglich zu halten. Soweit der diese Obliegenheit verletzt, ist ein Anspruch auf Entschädigung entsprechend gekürzt.“

Speicherverluste

Neben den entgangenen Einspeisevergütungen und entgangenen Wärmeerlösen entstehen insbesondere auch entgangene Einnahmen im Fall der Zwischenspeicherung des Stroms bzw. des Biogases. Diese Zwischenspeicherungsverluste sind ebenfalls im Rahmen der entgangenen Einnahmen zu berücksichtigen.⁶

¹ vgl. Walter/Huber, Einspeisemanagement im EEG, in: Loibl/Maslaton/von Bredow/Walter [Hrsg.], Biogasanlagen im EEG, 4. Aufl. 2016, S. 265 [Rn. 74]; Hoppenbrock, in: Altröck/Oschmann/Theobald, EEG, 4. Aufl. 2013, § 12 Rn. 1; Salje, EEG 2014, 7. Aufl. 2015, § 15 Rn. 1

² König, in: Säcker [Hrsg.], EEG 2014, Energierecht - Sonderband, 3. Aufl. 2015, § 15 Rn. 1

³ König, in: Säcker [Hrsg.], EEG 2014, Energierecht - Sonderband, 3. Aufl. 2015, § 15 Rn. 3

⁴ BGH, 10.05.1960 - VI ZR 35/59 bzw. BGH NJW 60, S. 1339.

⁵ vgl. Palandt, Bürgerliches Gesetzbuch, 74. Aufl. 2015, § 249 Rn. 62; Walter/Huber, Einspeisemanagement im EEG, in: Loibl/Maslaton/von Bredow/Walter [Hrsg.], Biogasanlagen im EEG, 4. Aufl. 2016, S. 276 [Rn. 105]

⁶ vgl. zu den Stromverlusten die mit der Zwischenspeicherung verbunden sind, auch bei Hoppenbrock, in: Altröck/Oschmann/Theobald, EEG, 4. Aufl. 2013, § 12 Rn.73

Die Fallgruppe der Zwischenspeicherungsverluste sollte im Rahmen der entgangenen Einnahmen als gesonderter und entschädigungspflichtiger Posten aufgeführt werden.

Berücksichtigung des Selbstbehalts bei Anlagen mit Inbetriebnahme nach dem 01.01.2012

Um auch Anlagen zu erfassen, die am 01.01.2012 in Betrieb genommen worden sind, sollte das Datum von „01.01.2012“ in „31.12.2011“ geändert werden.

2.4.1.2. Zusätzliche Aufwendungen

„Beispiele, die keine zusätzlichen Aufwendungen darstellen: Verwaltungs- oder Abrechnungskosten für die Abwicklung der Entschädigungsansprüche“ (S.35)

Kommentar:

Grundsätzlich begrüßen wir, dass die BNetzA nun ausdrücklich einen Strombezug durch die entfallende Möglichkeit der Eigenerzeugung als ersatzfähig anerkennt und in den von uns vertretenen Verbänden und Unternehmen besteht allerdings Konsens darüber, dass Verwaltungs- und Abrechnungskosten, die auch anfallen würden, wenn die Anlage nicht von EinsMan-Maßnahmen betroffen wäre, nicht (anteilig) als Verwaltungs- und Abrechnungskosten geltend gemacht werden können.

Nicht nachvollziehbar ist allerdings warum Verwaltungs- und Abrechnungskosten, die im Zusammenhang mit der Abrechnung der Entschädigung der EinsMan-Maßnahme stehen, keine zusätzlichen Aufwendungen darstellen sollen. Diese Verwaltungs- oder Abrechnungskosten stellen Kosten dar, die dem Anlagenbetreiber unmittelbar und zusätzlich infolge der EinsMan-Maßnahme entstehen. Es handelt sich damit um kausale, unmittelbar infolge der EinsMan-Maßnahme eintretende, zusätzliche Aufwendungen.

Siehe dazu auch das Urteil des LG Frankfurt (Oder) vom 24.07.2014 (13 O 283/13): „Zusätzliche Aufwendungen sind Kosten, die dem Anlagenbetreiber durch die Einspeisemanagementmaßnahme entstanden sind (daher Erstattung der Kosten für die Berechnung der Ausfallarbeit)⁷“

BEE Vorschlag:

Verwaltungs- oder Abrechnungskosten für die Abwicklung der Entschädigungsansprüche in der Auflistung der „Beispiele, die keine zusätzlichen Aufwendungen darstellen“ streichen und Sie stattdessen als weiteres Beispiel für zusätzliche Aufwendungen auflisten

– Schadensminderungspflicht des Anlagenbetreibers

Entsprechend der obigen Ausführungen (2.4.1.1 entgangene Einnahmen - Schadensminderungspflicht des Anlagenbetreibers) bitten wir auch hier, den folgenden Passus auf Seite 35 des vorliegenden Leitfadens ersatzlos zu streichen: „Der Anlagenbetreiber ist nach der

⁷ Vortrag Jens Vollprecht, BBH, http://archiv.windenergietage.de/WT25/25WT0911_F13_1220_BBH.pdf, S. 22

allgemeinen zivilrechtlichen Schadensminderungspflicht gehalten, seine zusätzlichen Aufwendungen so gering wie möglich zu halten. Soweit er diese Obliegenheit verletzt, ist ein Anspruch auf Entschädigung entsprechend gekürzt.“

– Beispiele für zusätzliche Aufwendungen

Im Rahmen des Kapitels der zusätzlichen Aufwendungen sollten nach unserer Auffassung im Rahmen der beispielhaften Aufzählung für zusätzliche Aufwendungen auch

- Kosten für Speicher – sowohl für Stromspeicher als auch für Gasspeicher, die dem EinsMan zugerechnet werden können (also Vorsorgeaufwendung im Sinne der Rechtsprechung des BGH – siehe oben),
- Gas- oder Speicherverluste,
- Vertragsstrafen sowie

exemplarisch aufgeführt werden.

2.4.2. EE-Anlagen in der Direktvermarktung

Aktuell erfolgt die Abrechnung und somit die Entschädigung des Anlagenbetreibers bei einer Einspeisemanagementmaßnahme (gemäß §15 EEG Härtefallregelung) zwischen dem Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Abregelung liegt und dem Anlagenbetreiber. Der Anlagenbetreiber ist allein anspruchsberechtigt für die Härtefallentschädigung nach § 15 EEG. Die BNetzA scheint in ihrem Leitfaden vom „direktvermarktenden Anlagenbetreiber“ als „eine Einheit“ auszugehen, die anspruchsberechtigt nach § 15 EEG ist. Im Binnenverhältnis dieser Einheit (Direktvermarkter und Anlagenbetreiber) scheint sie anzunehmen, dass der Direktvermarkter dem Anlagenbetreiber im Falle von EinsMan weiter den Monatsmarktwert vergütet.

Das entspricht nicht der gängigen Praxis. In der Realität und im Regelfall erhalten Anlagenbetreiber für den während der EinsMan-Maßnahme nicht produzierten Strom auch keine Vergütung vom Direktvermarkter.. Die aktuellen Verträge der Anlagenbetreiber mit den Direktvermarktern sehen ausnahmslos vor, dass nur die eingespeisten Kilowattstunden vergütet werden und der Direktvermarkter den Anlagenbetreiber im Falle der EinsMan Maßnahme nicht entschädigt. Im Gegenteil: In den Direktvermarktungsverträgen ist vielfach auch noch vorgesehen, dass die Anlagenbetreiber die bei den Direktvermarktern während der EinsMan-Maßnahmen wegen der ausbleibenden Stromlieferung anfallenden zusätzlichen Kosten für Ausgleichsenergie dem Grunde nach erstatten müssen. Deshalb muss der Netzbetreiber den Anlagenbetreiber auf Basis von § 15 EEG weiterhin auf Basis der entgangenen Einnahmen vollständig (d.h. Monatsmarktwert plus Marktprämie plus sämtliche zusätzliche Aufwendungen) entschädigen.

In den Fällen, die die BNetzA anscheinend für ihren Vorschlag zu Grunde legt, und in denen der Anlagenbetreiber vom Direktvermarkter auch während der Einspeisemanagementmaßnahme die vereinbarte Vergütung (regelmäßig den Monatsmarktwert) erhalten sollten, darf natürlich nicht doppelt entschädigt werden. Das versteht sich indes von selbst, weil nach § 15 EEG nur „entgangene Einnahmen“ zu entschädigen sind. Würde der Anlagenbetreiber – was

in der Realität nicht so ist – vom Direktvermarkter auch für den während und wegen der EinsMan-Maßnahme nicht gelieferten Strom bezahlt werden, hätte er insoweit ohnehin keinen Entschädigungsanspruch nach § 15 EEG. Der Vorschlag der BNetzA ist daher zwar folgerichtig, geht für die bestehenden Direktvermarktungsverträge aber an der Sache vorbei. Sofern die BNetzA eine Abrechnung der entgangenen Vermarktungserlöse und der weiteren Ausgleichsenergiekosten direkt im Verhältnis zwischen Netzbetreiber und Direktvermarkter befürwortet und dieses Prozedere auch die Zustimmung der Netzbetreiber finden sollte, wäre also zunächst eine Anpassung der im Markt bestehenden Direktvermarktungsverträge erforderlich. Hierfür müssten Übergangsfristen definiert werden. Nur so können rechtlich nicht eindeutig geklärte Zeiträume vermieden werden.

Der alternative Ansatz der BNetzA kann von uns unter folgenden Voraussetzungen mitgetragen werden. Anlagenbetreiber und Direktvermarkter sind für alle aus der EinsMan Schaltung entstehenden Kosten nach §15 EEG als Einheit anspruchsberechtigt. Nur so kann sichergestellt werden, dass der Anlagenbetreiber zukünftig auch für die Ausfallarbeit während der EinsMan-Maßnahme die vertragliche Vergütung vom Direktvermarkter erhält und so neben dem Verlust der Marktprämie keine weiteren entgangenen Einnahmen hat. Die Umsetzung des im Leitfaden offenbar angedachten Modells erfordert dies zwingend. Wenn die Zahlung der vertraglichen Vergütung, d.h. des Monatsmarktwertes nicht gewährleistet ist, muss sichergestellt werden, dass die Entschädigung des Anlagenbetreibers auf Basis sämtlicher entgangenen Einnahmen bestimmt wird, d.h. im Regelfall ist dann der gesamte anzulegende Wert zugrunde zu legen. Das ist auch im Sinne von § 15 Absatz 1 EEG erforderlich, nach dem „95 % der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen“ entschädigt werden müssen. Deshalb muss der Vorschlag zu den entgangenen Einnahmen unbedingt umgesetzt werden. Die Marktprämie reicht nur dann aus, sofern und soweit der Anlagenbetreiber auch für die Phase des Einspeisemanagements die vertraglich vereinbarte Vergütung (d.h. regelmäßig den Monatsmarktwert) vom Direktvermarkter erhält.“ (siehe BEE Vorschlag unten)

Es ist wie oben bereits erwähnt zudem notwendig, dass dem Direktvermarkter alle ihm zusätzlich durch die Einspeisemanagement-Maßnahme entstehenden Kosten erstattet werden (siehe dazu auch 2.4.2.2). Denn ansonsten würde er diese zusätzlichen Kosten indirekt an den Anlagenbetreiber weitergeben, so dass der neue Ansatz der BNetzA sein Ziel (rechtliche Unklarheiten beseitigen- „effiziente und sachgerechte Umsetzung des Einspeisemanagements“) verfehlen würde. Dann würde der Anlagenbetreiber am Ende nicht auf Basis seiner entgangenen Einnahmen entschädigt.

Im Falle, dass der Anlagenbetreiber durch den Netzbetreiber bereits am Vortag bis 11 h über den Zeitpunkt, das Ausmaß und die Dauer einer EinsMan-Maßnahme informiert würde, wäre der BNetzA-Vorschlag (Entschädigung mit Marktprämie + Aufwand für Bilanzausgleich) nicht anwendbar. . In diesem Fall würde am Day Ahead Markt kein Strom verkauft und es entstünde folglich auch kein Bilanzkreisungleichgewicht. Dann müsste der Anlagenbetreiber mit dem anzulegenden Wert entschädigt werden.

Standards, Formate und Webseite:

Wenn der Direktvermarkter die Abrechnung der Einspeisemanagementmaßnahmen gegenüber dem Netzbetreiber übernimmt sollten dafür einheitliche Formate genutzt werden.

BEE Vorschlag:

Netzbetreiber und Marktakteure erarbeiten gemeinsam und zeitnah:

- einheitliche Formate zur Rechnungsstellung und Nachweisführung, insbesondere für die Einbeziehung der Zeitreihen der Ausfallarbeit in das Energiedatenmanagement
- eine einheitliche Webseite, auf der alle Netzbetreiber EinsMan-Maßnahmen so früh wie möglich ankündigen und erfolgte Maßnahmen zeitnah lückenlos auflisten. Hierzu könnte beispielsweise die bestehende Plattform „www.netztransparenz.de“ genutzt werden. Das gilt ungeachtet der Informationspflicht nach § 14 Abs. 2 und 3 EEG.

Entgangene Einnahmen

„Erfolgt die Veräußerung des von der Anlage erzeugten Stroms im Wege der Direktvermarktung mit Marktprämie, ist als entgangene Einnahme nur die Marktprämie (MP) anzusetzen, da die Verkaufserlöse unabhängig von der Einspeisemanagement-Maßnahme erzielt werden können.“ (Leitfaden, S.36)

Begründung siehe oben unter Einleitung von 2.4.2.

BEE Forderung:

Es muss sichergestellt sein, dass der Anlagenbetreibereine Entschädigung auf Basis seiner gesamten entgangenen Einnahmen erhält. Erfolgt die Veräußerung des von der Anlage erzeugten Stroms im Wege der Direktvermarktung mit Marktprämie, ist als entgangene Einnahme nur die Marktprämie (MP) anzusetzen, **sofern und soweit der Anlagenbetreiber auch für die Phase des Einspeisemanagements die vertraglich vereinbarte Vergütung (d.h. regelmäßig den Monatsmarktwert) vom Direktvermarkter erhält.**“

2.4.2.1. Gezielter bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber

Grundsätzlich ist der unter Punkt 2.4.2.1 beschriebene Weg des „gezielten bilanziellen Ausgleich durch den Netzbetreiber“ in dem der Direktvermarkter für die abgeregelten Strommengen (die Ausfallarbeit) einen Ersatzfahrplan erhält, die beste Lösung. Es ist wichtig, dass für den Ausgleich die volkswirtschaftlich günstigsten Maßnahmen ergriffen werden. Im Regelfall sollte der Netzbetreiber den bilanziellen Ausgleich am effizientesten vornehmen können, da er schon am Vortag Prognosen über geplante EinsMan Schaltungen hat (oder

zukünftig haben sollte) und entsprechend reagieren kann. Wenn die Bilanzkreisverantwortlichen alle zur gleichen Zeit die Meldung über geplante EinsMan Schaltungen erhalten, müssen diese auch alle zur gleichen Zeit teilweise in derselben Viertelstunde Strom kaufen. Der Netzbetreiber hat dafür einen längeren Vorlauf und kann deshalb über einen längeren Zeitraum handeln und bessere Preise erzielen. Zudem steigen abhängig von den prognostizierten EinsMan Maßnahmen die Strompreise am Intraday-Markt im Vergleich zum Day-Ahead Preis.

Dabei ist folgendes zu beachten:

Es muss sichergestellt sein, dass der Anlagenbetreiber bzw. der Bilanzkreisverantwortliche die Information über die geplante EinsMan-Maßnahme und deren Dauer und auch ob bilanziell ausgeglichen wird oder nicht spätestens zu Beginn der Schaltung, besser mit hinreichender Vorlaufzeit erhält. Der Direktvermarkter kann sonst nicht zwischen EinsMan-Maßnahmen und wetterbedingten Produktionsrückgängen unterscheiden und würde eine Beschaffung im Intraday-Markt vornehmen. Auch wenn der Netzbetreiber den Ausgleich übernimmt, ist die Information für die Online-Korrekturprozesse beim Direktvermarkter / Bilanzkreisverantwortlichen erforderlich.

2.4.2.2 Bilanzieller Ausgleich durch Anlagenbetreiber oder Direktvermarktungsunternehmen

Grundsätzlich wäre es, wie oben ausgeführt, im Sinne eines effizienten Systems besser, wenn der Netzbetreiber den bilanziellen Ausgleich übernehmen würde. Das Ziel muss sein, die volkswirtschaftlichen Kosten niedrig zu halten.

"Die Bundesnetzagentur ist in Anlehnung an § 5 Abs. 4 StromNZV der Auffassung, dass spätestens vier Viertelstunden nach Mitteilung der Einspeisemanagement-Maßnahme nach § 14 Abs. 2 EEG ein bilanzieller Ausgleich durch den Bilanzkreisverantwortlichen erfolgt sein kann und muss. Abzustellen ist auf die Mitteilung des Netzbetreibers gegenüber dem Anlagenbetreiber." (Leitfaden, S. 39)

Wenn der Netzbetreiber den bilanziellen Ausgleich nicht vornimmt, ist der Bilanzkreisverantwortliche verpflichtet dies zu tun. Die Kosten (genauer: die zusätzlichen und ersparten Aufwendungen), die dafür entstehen, bekommt er erstattet, wenn er mindestens eine Stunde vor der EinsMan Maßnahme darüber informiert wurde. Wenn er danach informiert wird bekommt er den regelzonenübergreifenden einheitlichen Ausgleichsenergiepreis für die jeweilige Viertelstunde (reBAPi) erstattet (siehe 2.4.2.3).

Die Frist von vier Viertelstunden für die Vorankündigung der Maßnahme durch den Netzbetreiber ist akzeptabel, sofern die Netzbetreiber die Meldungen in einer einheitlichen und automatisiert verarbeitbar Form übermitteln. Nur dann ist es den Bilanzkreisverantwortlichen möglich, die Auswirkungen automatisiert in die Positionsermittlung für den Intraday-Handel zu übernehmen.

„Bislang findet eine solche Vorabinformation des Anlagenbetreibers in der Regel allerdings nicht statt.“ (Leitfaden, Fußnote 11, S. 39)

Die Bundesnetzagentur merkt in der Fußnote 11 richtigerweise an, dass eine Vorabinformation des Anlagenbetreibers durch den Netzbetreiber bisher in der Regel nicht stattfindet. Dies ist zurzeit gängige Praxis und wesentlich im Verhältnis zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber.

BEE Vorschlag:

Statt dies in einer Fußnote zu ergänzen, sollte diese Information in den Text des Leitfadens aufgenommen werden.

Höhe der Entschädigung

„Diese Veröffentlichungen, insbesondere der ID3 Preis und der Höchstpreis einer Viertelstunde, sind ein guter Anhaltspunkt für die Preise“ (Leitfaden, S. 41)

Der BEE unterstützt diese Einschätzung der BNetzA. Aktuell bietet der ID3 Preis eine gute Näherung. Perspektivisch wäre der ID1 Preis der effizientere Anhaltspunkt.

Zur Tabelle: „*geltend gemachter Preis (Pi) / Nachweisobligenheit*“ (Leitfaden, S. 42)

Es ist nicht nachvollziehbar, warum systematisch ein besserer Preis als ID3 erzielt werden können sollte (z.,B: 70 % ID3). Zumal der Direktvermarkter immer „auf der falschen Seite“ des Marktes liegen wird, weil im Falle von EinsMan zahlreiche andere Akteure ebenfalls nachkaufen müssen. Deshalb muss 100 % des ID3 Preises ohne Nachweis angerechnet werden können. Zumal der Nachweis eines einzelnen Geschäfts problematisch bis unmöglich ist, weil der Direktvermarktungsunternehmen/Bilanzkreisverantwortliche nicht eine einzelne Anlage, sondern ein Portfolio bewirtschaftet. Einzelne Handelstransaktionen können im Normalfall daher nicht einzelnen EinsMan-Maßnahmen zugeordnet werden. Wollte man einzelne Geschäfte nachweisen, müsste man zusätzliche (ggf. gegenläufige) Handelstransaktionen durchführen. Das würde zu zusätzlichen Transaktionskosten (Handelsgebühren) führen.

BEE Vorschlag:

Tabelle folgendermaßen anpassen:

geltend gemachter Preis (Pi)	Nachweisobligenheit
bis 100 % des ID3-Preises	Keine weiteren Nachweise erforderlich
bis Höchstpreis	Nachweis des konkreten Geschäfts (Zeit, Geschäftspartner); dies ermöglicht ggf. eine Missbrauchskontrolle.

- Die Zeile „Bis 70 % des ID3-Preises“ ist zu streichen.
- Hinter „Bis 100 % des ID3-Preises“ ist einzufügen: „Keine weiteren Nachweise erforderlich“. Der Satz „Nachweis des konkreten Geschäfts (Zeit, Geschäftspartner), dies ermöglicht ggf. eine Missbrauchskontrolle“ ist zu streichen.
- Bis Höchstpreis- Nachweis des konkreten Geschäfts (Zeit, Geschäftspartner)
Der Satz „Nachweis, dass nicht zu einem günstigeren Preis gekauft werden konnte“.;

Ist ersatzlos zu streichen, da ein solcher Nachweis in der Praxis kaum zu erbringen ist. Der Nachweis des konkreten Geschäfts ermöglicht ggf. eine Missbrauchskontrolle.

3 Berücksichtigung der Entschädigungszahlung In den Netzentgelten

3.2. Nachweispflichten gegenüber der Regulierungsbehörde

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

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

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

Kommentar:

Wie aus dem Bericht über die Mindesterzeugung hervorgeht liegen der BNetzA momentan die nach §13 EnWG erforderlichen Informationen nicht oder nur zum Teil vor. Da von den Netzbetreibern auch nach Anforderung, die Informationen gemäß § 14 Abs.3 EEG, zu übermitteln, diese Nachweise regelmäßig nicht erbracht werden, kann die Notwendigkeit von EinsMan-Maßnahmen nicht überprüft werden. Dieser Zustand ist skandalös und die BNetzA sollte alle Mittel ergreifen, die notwendig sind, um ihrer Kontrollpflicht nachkommen zu können.

Kontakt:

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
Invalidenstraße 91
10115 Berlin

Holger Loew

Leiter Infrastruktur und Technik

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
German Renewable Energy Federation
Invalidenstraße 91
10115 Berlin

Tel: 0 30 / 2 75 81 70 - 17

Fax: 0 30 / 2 75 81 70 - 20

holger.loew@bee-ev.de

www.bee-ev.de