

Karlsruhe, 28. August 2017

Betreff: EnBW-Stellungnahme zum „Leitfaden EinsMan 3.0“ (Leitfaden Einspeisemanagement Version 3.0)

A. Vorbemerkung

Am 13. Juni 2017 hat die BNetzA eine überarbeitete Version ihres Leitfadens zum EEG-Einspeisemanagement (Version 3.0) mit der Veröffentlichung auf ihrer Internetseite zur Konsultation gestellt. Die Marktteilnehmer können bis zum 31. August 2017 zu dem Entwurf Stellung nehmen.

In dem Leitfaden zum Einspeisemanagement gibt die BNetzA ihr Grundverständnis zur Anwendung der Regelungen des Einspeisemanagements nach §§ 14, 15 EEG 2017 wieder und stellt die Einschätzungen der BNetzA zu wesentlichen Praxisfragen dar.

Sie legt insbesondere dar, welche Berechnungsmethoden zur Ermittlung der Entschädigungszahlungen aus ihrer Sicht sachgerecht erscheinen. Hierzu werden Methoden vorgestellt, mit denen die abgeregelte Strommenge (Ausfallarbeit) für Erneuerbare-Energien-Anlagen mit den Energieträgern Windenergie, solare Strahlungsenergie, Biomasse, Deponie-, Klär- und Grubengas sowie für KWK-Anlagen bestimmt und wie daraus die konkrete Entschädigungshöhe ermittelt werden kann.

Im Vordergrund des von der BNetzA überarbeiteten Leitfadens stehen die Berechnung der Höhe der Entschädigungszahlungen und deren Berücksichtigung bei der Ermittlung der Stromnetzentgelte. Der Leitfaden wurde gegenüber der Vorversion insbesondere um die Ermittlung der Entschädigungszahlungen für direktvermarktete Anlagen und KWK-Anlagen sowie um Ausführungen zum bilanziellen Ausgleich ergänzt.

Die Energie Baden-Württemberg AG (EnBW) nimmt die Gelegenheit zur Abgabe einer Stellungnahme gerne wahr.

B. Grundsätzliches

EnBW begrüßt grundsätzlich die Initiative der Bundesnetzagentur, den Leitfaden zum Einspeisemanagement weiterzuentwickeln. Gerade die im Kapitel 3 aufgeführten Themenbereiche stellen für die Markttrollen Direktvermarkter und Bilanzkreisverantwortlicher zentrale Fragestellungen dar, die aktuell aufgrund fehlender Rahmenvorgaben zu erheblichen Unsicherheiten führen.

Wir sind auch der Auffassung, dass die Weiterentwicklung des Leitfadens die auch politisch gewollte Direktvermarktung unterstützt, indem aktuelle Unsicherheiten beseitigt werden (insbesondere hinsichtlich finanziellen Entschädigungsregelungen) sowie aufwandsminimale Abwicklungsregelungen (Standardisierung von Prozessen und Austauschformaten/einheitliche Marktkommunikation) gefunden werden.

In diesem Zusammenhang möchten wir auf die zentrale Bedeutung der Regelungen für die Informationsbereitstellung von Einspeisemanagement-Maßnahmen hinweisen. Unabhängig wie der bilanzielle Ausgleich bei Einspeisemanagement-Maßnahmen erfolgt, ist die rechtzeitige und umfassende Information seitens der Netzbetreiber auch an den Bilanzkreisverantwortlichen/Direktvermarkter eine essentielle Notwendigkeit. Auch diese Informationen soll-

EnBW
Energie Baden-Württemberg AG

Regulierungsmanagement
(EnBW P-RX)

Durlacher Allee 93
76131 Karlsruhe

Telefon 0721 63-24920
www.enbw.com

Sitz der Gesellschaft: Karlsruhe
Amtsgericht Mannheim
HRB Nr. 107956
Steuer-Nr. 35001/01075

ten in einem brancheneinheitlichen Format erfolgen, so dass auch eine automatisierte Verarbeitung möglich ist.

C. Anmerkungen im Einzelnen

I. Zu Punkt 2.2 Abrechnung mehrerer Anlagen über eine Messeinrichtung

Zu Seite 14 (dritter Abschnitt) „Möglichst geringer Aufwand auf Seiten des Netzbetreibers“

Die Formulierung „in der vom Netzbetreiber gewünschten Form“ ist unserer Ansicht nach nicht zweckmäßig. Dies würde bedeuten, dass es beliebig viele verschiedene Formate geben kann (jeder Netzbetreiber hat sein eigenes). Ziel sollte sein, ein einheitliches Format festzulegen, so dass ein möglichst effizienter Prozess etabliert wird, der den Gesamtaufwand minimiert (und nicht nur den beim Netzbetreiber).

II. Zu Punkt 2.3.1.2 Spitzabrechnungsverfahren für Windenergieanlagen sowie

Punkt 2.3.4.3 Spitzabrechnungsverfahren bei Solaranlagen

Der Leitfaden sieht vor, dass bei Spitzabrechnung zur Ermittlung des Korrekturfaktors die Werte der letzten vollständig gemessenen Zeitintervalle (60 Minuten) unmittelbar vor der Einspeisemanagement-Maßnahme zu betrachten sind. Aus unserer Sicht ist diese Regelung insofern anzupassen, um auch den Fall abzudecken, dass innerhalb der letzten 60 Minuten keine Einspeisung stattgefunden hat. Dementsprechend würde sich laut aktuellem Entwurf bei der Berechnung ein Korrekturfaktor von 0 und damit einhergehend eine Ausfallarbeit von 0 ergeben; eine theoretische Produktion während der Fernsteuerungsmaßnahme ist damit nicht abbildbar. Daher schlagen wir vor, dass in dem Fall, wenn in der Stunde vor der Einspeisemanagement-Maßnahme die Produktion gleich 0 war, das letzte einständige Zeitintervall, in dem eine Einspeisung stattfand, zur Ermittlung des Korrekturfaktors heranzuziehen ist.

III. Zu Punkt 2.4.1.2 Zusätzliche Aufwendungen

Wir sind der Auffassung, dass die im Leitfaden beschriebene Annahme, dass Verwaltungs- und Abrechnungskosten für die Abwicklung der Entschädigungsansprüche keine zusätzlichen Aufwendungen darstellen, nicht sachgerecht ist. Diese Kosten fallen zusätzlich und ausschließlich aufgrund der Einspeisemanagement-Maßnahme an. Deshalb sind diese auch explizit als zusätzliche Aufwendungen zu berücksichtigen.

IV. Zu Punkt 2.4.2 EE-Anlagen in der Direktvermarktung

Wir teilen nicht die Auffassung, dass als entgangene Einnahme nur die Marktprämie (MP) anzusetzen ist.

Üblicherweise wird der Erlös des Anlagenbetreibers mit dem Direktvermarkter folgendermaßen ermittelt: $\text{Erlös} = (\text{Monatsmarktwert} - \text{Fee}) \times \text{Monatsmenge}$. Die Umsetzung einer Einspeisemanagementmaßnahme führt zur weniger Erzeugung. Die Verkaufserlöse des Anlagenbetreibers beim Direktvermarkter sind in gleicher Weise wie die Marktprämie mengenabhängig und daher wie bisher ebenfalls bei der Entschädigung durch den Netzbetreiber als Verursacher der Leistungsreduzierung zu berücksichtigen.

Dies gilt auch für die sonstige Direktvermarktung, bei der neben den entgangenen Einnahmen der vermiedenen Netznutzung wie bisher der durch Einspeisemanagement verursachte Erlösausfall aus der Vermarktung geringerer Strommengen vom Netzbetreiber zu entschädigen ist.

V. Zu Punkt 2.4.2.1 Gezielter bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber

Wie bereits ausgeführt, ist eine wesentliche Prämisse, unabhängig davon durch wen der bilanzielle Ausgleich erfolgt, dass sichergestellt sein muss, dass insbesondere auch der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) die erforderlichen Informationen über eine Einspeisemanagement-Maßnahme erhält. Auch wenn der Übertragungsnetzbetreiber den Ausgleich übernimmt, ist diese Information beispielsweise für die Online-Korrekturprozesse beim Direktvermarktungsunternehmen relevant und erforderlich. Nur so kann sichergestellt werden, dass der BKV bei einer Einspeisemanagement-Maßnahme das daraus entstehende Ungleichgewicht in seinem Bilanzkreis nicht durch eine aktive „Gegenmaßnahme“ (d.h. Kauf von Energie) auszugleichen versucht; immerhin obliegt ihm die Pflicht, seinen Bilanzkreis möglichst ausgeglichen zu haben. Dies würde in diesem Fall nicht nur die eigentliche Einspeisemanagement-Maßnahme konterkarieren, sondern auch zu zusätzlichen Aufwendungen beim Bilanzkreisverantwortlichen führen, die entsprechend kompensiert werden müssten. Deshalb muss der Bilanzkreisverantwortliche spätestens mit Beginn der Einspeisemanagement-Maßnahme darüber (inklusive Dauer) informiert werden.

VI. Zu Punkt 2.4.2.2 Bilanzieller Ausgleich durch Anlagenbetreiber oder Direktvermarktungsunternehmen

Wie bereits ausgeführt, ist im Rahmen des bilanziellen Ausgleichs die Informationserfordernis über eine Einspeisemanagement-Maßnahme zentral. Im Fall, dass der bilanzielle Ausgleich durch den Anlagenbetreiber oder Direktvermarkter erfolgt (präzise wäre der Bilanzkreisverantwortliche), ist die Information über eine geplante Einspeisemanagement-Maßnahmen mit ausreichender Vorlaufzeit eine essentielle Grundvoraussetzung um diesen Ansatz operativ zu ermöglichen; ansonsten ist der Ausgleich nicht darstellbar.

Des Weiteren sehen wir die Vorgabe kritisch, 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. Insbesondere wenn man die weitere Bedingung einbezieht, dass dabei auf die Mittelung des Netzbetreibers gegenüber dem Anlagenbetreiber abzustellen ist. In aller Regel ist eben nicht der Anlagenbetreiber, sondern der Direktvermarkter für die Bilanzkreisbewirtschaftung verantwortlich. Demnach erscheinen die vier Viertelstunden nicht ausreichend, sofern es nur eine Informationspflicht in Richtung Anlagenbetreiber gibt. Deshalb sollte die optionale Regelung, dass der Anlagenbetreiber auch mit dem Netzbetreiber vereinbaren kann, dass die Mitteilung unmittelbar an den Bilanzkreisverantwortlichen erfolgt zwingend erfolgen und nicht nur alternativ.

VII. Zu Punkt 2.4.2.2 Bilanzieller Ausgleich durch Anlagenbetreiber oder Direktvermarktungsunternehmen – Höhe der Entschädigung

Die Ausführungen im Leitfaden hinsichtlich der Entschädigungsregelungen beim bilanziellen Ausgleich durch den Anlagenbetreiber oder Direktvermarkter sehen wir kritisch.

Zwar ist der Ansatz zu unterstützen, zur Bestimmung des anerkennungsfähigen Preises sich an einem geeigneten Index wie zB den ID3 zu orientieren. Allerdings schlägt die BNetzA in einem vereinfachten Verfahren vor, dass ohne Nachweis nur 70% des ID3-Preises in Anrechnung gebracht werden können. Dies würde aus unserer Sicht zu einer systematischen Unterkompensation der Direktvermarkter führen. Wir sind der Auffassung, dass der Preisindex grundsätzlich ohne Nachweis und ohne Abschlag für eine Entschädigung herangezogen werden sollte. Der ID3-Preis, als volumengewichteter Durchschnitt aller Intraday-Transaktionen der vorangegangenen drei Stunden, ist ein sachgerechter und liquider Index, weil in diesem Zeitfenster die wesentlichen Geschäfte zum Bilanzkreisausgleich für direktvermarktete Anlagen stattfinden.

Auch für den Fall, dass der bilanzielle Ausgleich nicht durch den Kauf von Energie, sondern aus eigenen Erzeugungsanlagen erfolgt, sehen wir es nicht oder nur mit erheblichen Zusatzaufwand darstellbar, den konkreten Einsatz der Erzeugungseinheit inklusive der dadurch entstehenden Kosten (insbesondere Brennstoffkosten) nachzuweisen.