



BWE Stellungnahme zum

Entwurf - Leitfaden zum Einspeisemanagement, Version 3.0 (Stand Februar 2018)

14.03.2018

Der BWE begrüßt bereits den im letzten Jahr von der Bundesnetzagentur (BNetzA) vorgelegten Entwurf eines Leitfadens zum Einspeisemanagement (EinsMan), für den bereits eine Stellungnahme abgegeben wurde. Nachfolgend beschränken wir uns ergänzend zur bisherigen Stellungnahme auf den neu vorgelegten Teil zum Kapitel 2.4.2 „Anlagen in der Direktvermarktung“:

Im Verband wurde das Kapitel 2.4.2 intensiv diskutiert. Dass im Anschluss der Konsultation im November 2017 nun das Kapitel der Anlagen in der Direktvermarktung eingehender überarbeitet wurde, begrüßen wir.

Zunächst weisen wir – wie bereits in unserer vorangegangenen Stellungnahme – ausdrücklich darauf hin, dass der Grundsatz „Nutzen vor Abregeln“ oberstes Ziel bleiben muss. Daher muss, um die Notwendigkeit von durchgeführten EinsMan-Maßnahmen überprüfen zu können, § 14 Absatz 3 EEG dringend umgesetzt werden:

„Netzbetreiber müssen (...) auf Verlangen innerhalb von vier Wochen Nachweise über die Erforderlichkeit der Maßnahme vorlegen. Die Nachweise müssen eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Erforderlichkeit der Maßnahme vollständig nachvollziehen zu können; zu diesem Zweck sind im Fall eines Verlangens nach Satz 1 letzter Halbsatz insbesondere die nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 erhobenen Daten vorzulegen.(...)“

Ziel der Änderungen in Kapitel 2.4.2 ist es, auch den Schaden bei Direktvermarktern auszugleichen, der durch Bilanzkreisabweichungen entsteht, die durch die Fehlmengen einer EinsMan-Maßnahme zwangsläufig aufkommen.

Wir weisen aber ausdrücklich darauf hin, dass der bilanzielle Ausgleich durch den Netzbetreiber die vorzuziehende und volkswirtschaftlich günstigste Lösung ist. Dies ist nicht nur aus Sicht der Anlagenbetreiber und Vermarkter, sondern auch hinsichtlich der Handlungsweise der Netzbetreiber bei EinsMan-Maßnahmen von Bedeutung.

Wir gehen davon aus, dass der betroffene Netzbetreiber beim bilanziellen Ausgleich die Ausfallarbeit so beschaffen wird, dass der Engpass möglichst nicht weiter zusätzlich belastet wird. Es muss daher weiterhin das Ziel sein, die Abschaltungen von erneuerbaren Energieanlagen in die Planung einzubinden und die erforderlichen Prozesse für eine frühzeitige Prognose von Einspeisemanagementmaßnahmen voranzutreiben.



Die Netzbetreiber sind dazu anzuhalten, hier entsprechende Maßnahmen umzusetzen, da die EinsMan-Maßnahmen und somit auch die Bilanzkreisabweichungen in ihrem Verantwortungsbereich liegen.

Unbedingte Voraussetzung für den Bilanzkreisausgleich durch den Netzbetreiber ist, dass dieser seiner Informationspflicht nach §14 Absatz 2 nachkommt und den Anlagenbetreiber bzw. Direktvermarkter **vorab** über die Maßnahme informiert, damit die Vermarkter mithilfe der sicheren Information einer Maßnahme entsprechend handeln können und nicht selbstständig den Bilanzkreis ausgleichen.

Die BNetzA hat versäumt in ihrer Überarbeitung drauf hinzuweisen, dass es sich bei der skizzierten Auffassung der BNetzA um ein „Zielmodell“ handelt. Darin nimmt die BNetzA unter Punkt 2.4.2 an, dass als entgangene Einnahme i.S.d. § 15 Absatz 1 Satz 1 lediglich die Marktprämie zu berücksichtigen ist. Der Monatsmarktwert soll hingegen nicht berücksichtigt werden, da dieser unabhängig von EinsMan-Maßnahmen sei und daher nicht „entgehe“.

Die Vorstellung der BNetzA – dass der Monatsmarktwert nicht „entgehe“ – entspricht hier nicht der gängigen Praxis. In der Realität und im Regelfall erhalten Anlagenbetreiber für den während der EinsMan-Maßnahme nicht produzierten und nicht gelieferten Strom auch keinen Monatsmarktwert vom Direktvermarkter. Die aktuellen Verträge der Anlagenbetreiber mit den Direktvermarktern sehen vor, dass nur die eingespeisten Kilowattstunden vergütet werden und der Direktvermarkter den Anlagenbetreiber im Falle der EinsMan Maßnahme nicht entschädigt. Tatsächlich entgeht dem Anlagenbetreiber somit auch der Monatsmarktwert bei EinsMan-Abschaltungen. Im Ergebnis würde der Anlagenbetreiber daher im Falle von EinsMan lediglich die Marktprämie erhalten.

Daher bitten wir folgende Textbox einzufügen: S. 4 der überarbeiteten Version (innerhalb des 2. Absatzes)

Die im Folgenden skizzierte Auslegung beschreibt ein „Zielmodell“

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.“ Dazu ist eine Anpassung der im Markt bestehenden Direktvermarktungsverträge erforderlich.

Im ergänzenden Konsultationspapier zu Kapitel 2.4.2 werden zudem wichtige Punkte neu behandelt, auf die wir im Folgenden eingehen:

Sonstige Direktvermarktung (Seite 5 oben):

Richtigerweise wird darauf hingewiesen, dass bei sonstiger Direktvermarktung keine Marktprämie anfällt jedoch ggf. vermiedene Netzentgelte anzurechnen sind. Allerdings sollte klargestellt werden, dass bei der sonstigen Direktvermarktung auch weiterhin ein Entschädigungsanspruch (z.B. in Höhe des anzulegenden Wertes) besteht, solange sich die Anlage im EEG-Förderzeitraum befindet. Wir gehen davon aus, dass dies auch weiterhin von der BNetzA gewollt ist und es hier nur einer redaktionellen Klarstellung bedarf.



Außerdem sollte im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung die Tatsache Berücksichtigung finden, dass auch Herkunftsnachweise und entgangene Einnahmen, zum Beispiel aus entgangener Vermarktung von Regelleistung, ebenso Mehrkosten verursachen.

Randstundenmodell:

Das Randstundenmodell entspricht dem natürlichen Handelsgeschäft. Der BWE begrüßt, dass die Kosten, die zu Beginn und nach einer EinsMan-Maßnahme auftreten und bei denen die Vermarkter noch nicht reagieren können, dadurch Berücksichtigung finden.

Besonders bei vorhersehbaren EinsMan-Fällen kann es aber zu volkswirtschaftlich größeren Kosten kommen, als durch den einfachen bilanziellen Ausgleich durch den Netzbetreiber. Bei der Berechnung der Aufwendungen wegen Bilanzkreisabweichung ($AW-BK_i$) ist für die drei Viertelstunden nach Ende der Einspeisemanagement-Maßnahme (Kapitel 2.4.2.2) aber nicht die Ausfallarbeit ($W-A_i$) in der Viertelstunde anzusetzen, da diese im besten Fall bereits 0 kWh beträgt, sondern die tatsächliche Einspeisung in diesen Viertelstunden. Ziel des Randstundenmodells ist es schließlich, die durch die Einspeisemanagement-Maßnahme verursachte und vom Bilanzkreisverantwortlichen nicht mehr auszugleichende Bilanzkreisabweichung zu entschädigen. Nach der Beendigung der Maßnahme wirkt sich diese aber bilanzkreisüberdeckend aus, was durch die nicht vorhersehbare Wiedereinspeisung hervorgerufen wird. Entscheidend ist die Differenz zwischen prognostizierter und tatsächlicher Einspeisung. Nach Beendigung der Einspeisemanagement-Maßnahme ist der Bilanzkreis aber durch die angepasste Prognose des Bilanzkreisverantwortlichen tendenziell überdeckt, da nun zusätzliche Arbeit erbracht wird. So ist nicht die Ausfallarbeit, wie im Falle des unterdeckten Bilanzkreis entscheidend, sondern die zusätzlich geleistete Arbeit.

Wir weisen ausdrücklich darauf hin, dass durch das neue Berechnungsmodell der Abrechnungsaufwand für die Betreiber im Zusammenhang mit den EinsMan-Regelungen erheblich steigt, und dieser auch weiterhin nicht als zusätzliche Aufwendung im Sinne von §15 Absatz 1 EEG angesetzt werden kann (siehe dazu Entwurf zum EinsMan-Leitfaden Ziffer 2.4.1.2).

Drittschadensliquidation:

Nach dem EEG2017 ist nur der Anlagenbetreiber aufgrund von EinsMan-Maßnahmen anspruchsberechtigt. Der Schaden durch Bilanzkreisabweichungen entsteht aber auf Seiten der Direktvermarkter. Dass die BNetzA sich zur Lösung dieses Problems der Konstruktion der Drittschadensliquidation bedient, kann eine Möglichkeit sein. Allerdings werden dadurch bestehende Rechtsunsicherheiten nicht ausgeräumt. Der BWE befürwortet daher, dass die BNetzA auch vertragliche Regelungen zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Direktvermarkter berücksichtigt, die eine Anwendung der Drittschadensliquidation entbehrlich machen. Richtig ist, dass hierbei nur solche Regelungen herangezogen werden können, die angemessen sind.

Zu bedenken ist außerdem, dass sich der Anlagenbetreiber bei der Berechnung der Entschädigung nach §15 Absatz 1 die ersparten Aufwendungen des Direktvermarkter anrechnen lassen muss. Problematisch ist hierbei insbesondere, dass er sich diesen Betrag vom Direktvermarkter zurückholen muss. Dies sehen die bisherigen



Vermarktungsverträge aber gerade nicht vor. Zum einen ergeben sich somit im Übergangszeitraum nach Veröffentlichung des Leitfadens Unsicherheiten, da die Vermarktungsverträge nicht sofort geändert werden können. Zum anderen kann nicht per se davon ausgegangen werden, dass sich Direktvermarkter und Anlagenbetreiber auf entsprechende Vertragsänderungen einigen. Im Ergebnis würde dies bedeuten, dass der Anlagenbetreiber lediglich eine um die ersparten Aufwendungen des Direktvermarkters reduzierte Entschädigung bekommt.

Regionalnachweise:

Bisher wurde im vorgelegten Leitfaden nicht berücksichtigt, dass unabhängig von Bilanzkreisabweichungen weitere Kosten beim Vermarkter hinsichtlich der entgangenen Regionalnachweise i.S.d. § 79 a Absatz 5 EEG auflaufen, die durch die ausgefallenen Stromlieferungen entstehen. Denn die Nachbeschaffung der entgangenen Regionalnachweise, die ergänzend auch die Verringerung der Marktprämie durch Anwendung des § 53 b EEG mit sich bringt, ist in den unter 2.4.2.2 genannten Formeln bisher nicht enthalten. Wir bitten Sie daher, da die Regionalnachweise zukünftig eine Rolle spielen können, dass dies zudem in Kapitel 2.4.2.1 - bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber - Berücksichtigung findet.

Veröffentlichungszeitpunkt:

Da die Änderungen des vorgelegten Entwurfes im Leitfaden zum Einspeisemanagement 3.0 erhebliche Auswirkungen auf bestehende Vertragskonstellationen haben können, muss die Veröffentlichung eines neuen Leitfadens mit genügend zeitlichem Vorlauf geschehen.

Wir raten daher eine Veröffentlichung zum Beispiel zum Jahreswechsel an. Außerdem sollte die Ankündigung zur Veröffentlichung so erfolgen, dass ausreichend Zeit besteht, gegebenenfalls notwendige Änderungen an Verträgen und Abrechnungsprozessen bei Vermarktern und Anlagenbetreibern vorzubereiten und umzusetzen.

Ansprechpartner

<p>Anne Palenberg Referentin Netzintegration</p> <p>Bundesverband WindEnergie e. V. (BWE) Neustädtische Kirchstraße 6 10117 Berlin T +49 (0)30 / 212341-244 a.palenberg@wind-energie.de</p>	<p>Wolf Stötzel Referent Fachgremien, Technik</p> <p>Bundesverband WindEnergie e. V. (BWE) Neustädtische Kirchstraße 6 10117 Berlin T +49 (0)30 / 212341-130 w.stoetzel@wind-energie.de</p>
--	---