

Stellungnahme BYTE MEE zum Entwurf des Leitfadens zum Einspeisemanagement, Version 3.0, Stand: Juni 2017

Der vorgelegte Entwurf entspricht im Wesentlichen der Vorgängerversion 2.1 zur Berechnung der Ausfallmengen, die zur Abrechnung kommen. Hier wird beschrieben, wie ein Anlagenbetreiber von EEG-Anlagen nach EEG §15 (Härtefallregulierung) zu entschädigen ist, wenn er aufgrund von Massnahmen nach EEG §14 (Einspeisemanagement) vom Netzbetreiber in der Einspeiseleistung seiner Anlagen reduziert wird.

Die Einspeisevergütung von EEG-Anlagen teilt sich in der Regel in die Marktprämie, die vom Netzbetreiber vergütet wird, und den Marktwert, der vom Direktvermarkter neben eventuellen zusätzlichen Boni ausgezahlt wird, auf. Der Entschädigungsanspruch nach EEG §15 wurde dem Netzbetreiber, an deren Netz die Anlage angeschlossen ist, bisher in voller Höhe in Rechnung gestellt.

Vom Grundsatz nach EEG §15 soll mit der Entschädigung der Betreiber so gestellt werden, wie er ohne die Einspeisemanagement-Massnahme stünde (vom Prinzip her ohne Anwendung der 1%/95%-Regelung). Mehr oder weniger genaue Verfahren zu Ermittlung der Entschädigungshöhe wurden beschrieben, die in der neuen Version 3.0 konkretisiert, verändert und erweitert werden. Zusätzlich aufgenommen wurde in dem neuen Entwurf die Erstattung von in Anspruch genommener Ausgleichsenergie durch den Direktvermarkter (ab 2.4.2).

BYTE MEE hat anerkannte und praxiserprobte Berechnungen zur Ermittlung der Entschädigungshöhe entwickelt. Wir halten einige Punkte für praxisfremd und nicht zielführend in Bezug auf den Mehraufwand, der auftritt. Ausserdem sollen sich die Berechnung der Entschädigungshöhe und die Abwicklung der Forderungen des Anlagenbetreibers für Anlagen, die sich in der Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell befinden, verändern.

Grundsätzlich soll sich die Entschädigung zukünftig allein auf die Marktprämie (S.36 2.4.2, Abs. 2) beziehen, wenn sich die Anlagen in der Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell befinden. Die Direktvermarktungsanteile sollen nicht mehr durch den Netzbetreiber erstattet werden. Dieses wäre neben einem Vermarktungsbonus der Referenzmarktwert, den der Betreiber dann nicht mehr erstattet bekommt, um zumindest mit einem Vergütungssatz in Höhe der ihm zustehenden EEG-Vergütung seine Entschädigung abzurechnen. Es kann nicht sein, dass der Betreiber zusätzlich mit dem Direktvermarkter abrechnen oder sich mit ihm einigen **muss**, wie er den verbleibenden Anteil seiner Entschädigung erhält. Bei einem Referenzmarktwert bei 3-4ct/kWh ist das fast die Hälfte der Vergütung – also ein erheblicher Anteil, wobei die Entschädigungsform noch unklar bleibt.

Es muss sich also verändern, wem der Anspruchsteller/Anlagenbetreiber welche **Vergütungsanteile** berechnen wird, wenn sich die Anlagen in der **Direktvermarktung** nach dem Marktprämienmodell befinden. Diese Vermarktungsform ist heute bei nahezu allen Anlagen üblich. Dem Netzbetreiber soll jetzt lediglich die entgangene Marktprämie in Rechnung gestellt werden. Als weiteren Anspruch kann/muss nun zusätzlich der entgangene Marktwert separat dem Direktvermarkter als zusätzliche Aufwendung (S. 40, Abs. 2) berechnet werden. Hier sind zusätzlich die Erlöse oder Aufwendungen durch die Bilanzkreisabweichung (S. 41 f) oder den Bezug von Ausgleichsenergie (S. 43) mit

einzu beziehen. Dem Anlagenbetreiber wird zur Wahl gestellt, diesen Anspruch an seinen Direktvermarkter abzutreten (S. 41, Abs. 1).

Entscheidet er sich dafür, muss der Direktvermarkter für jeden durchgeführten Einsatz eine Abrechnung nach dem vorgelegten Formelwerk erstellen. Zunächst bekommt der Anlagenbetreiber seinen Anspruch vergütet (Gutschrift Direktvermarkter an den Anlagenbetreiber), damit der im Sinne des EEG §15 entschädigt wird. Dem Direktvermarkter obliegt es dann eine Abrechnung des Einsatzes gegenüber dem Netzbetreiber durchzuführen (Rechnung Direktvermarkter an Netzbetreiber). Er wird das i. d. R. nur durchführen, wenn die Kosten des Bilanzkreisausgleichs oder für den Bezug von Regelenergie in Verrechnung mit der Marktprämie nicht negativ sind (S. 44 2.4.2.4, Abs. 4). Abweichend von den bisherigen Regelungen würde der Anlagenbetreiber dann nicht mehr selbst seinen Anspruch bestimmen, sondern dieses in die Hand des Direktvermarktlers geben. Bekommt der Direktvermarkter damit automatisch die Aufgabe ein eigenes Abrechnungssystem zu etablieren und die verwendeten Verfahren sowohl mit den Anlagenbetreibern als auch mit den Netzbetreibern abzustimmen?

Tritt der Anlagenbetreiber seine Ansprüche **nicht** ab, muss und kann er die zusätzlichen Aufwendungen oder Erlöse durch die Bilanzkreisabweichung oder Beschaffung von Ausgleichsenergie in seiner Abrechnung (mit einem zusätzlichem Berechnungsaufwand) zwar berücksichtigen, kann aber seinen vollständigen Ausgleich nicht mehr allein dem Netzbetreiber in Rechnung stellen. Neben der Gesamtforderung gegenüber dem Netzbetreiber (Rechnung Anlagebetreiber an Netzbetreiber), die ggf. ganz entfallen kann, müsste er dem Direktvermarkter den verbleibenden Anteil bis zur Entschädigungshöhe nach EEG § 15 in einem weiteren Vorgang (Rechnung Anlagenbetreiber an Direktvermarkter) berechnen. Trifft den Direktvermarkter dann die Aufgabe sämtliche Entschädigungsrechnungen im Rechnungseingang ebenfalls zu prüfen und zu verwalten?

Beide Varianten führen dadurch zu einem erheblichen **Mehraufwand** beim Anlagenbetreiber, Netzbetreiber, Direktvermarkter und folglich auch bei der Bundesnetzagentur, weil die Ansprüche und Abrechnungen sehr stark ineinandergreifen und verteilt sind. Eine Verdopplung der Geschäftsvorfälle steht in jedem Fall ins Haus. Diese müssen aber voneinander entkoppelt werden, so dass Anlagenbetreiber und Direktvermarkter eigenständig und unabhängig ihre Ansprüche geltend machen können. Auch nur so könnten sie für sich geprüft werden. Wichtig wäre z. B., dass die Summenbildung (S. 44, 2.4.2.4) und Entscheidung, ob ein zusätzlicher Aufwand durch Bilanzkreisabweichung oder Bezug von Regelenergie entsteht, sich allein auf den Marktwert und nicht die Marktprämie, die im Zusammenhang mit den Ansprüchen des Anlagenbetreibers steht, bezieht. Dann wäre zumindest eine wertmässige Trennung der Berechnungsverfahren möglich.

Bei Umstellung der Berechnungsverfahren sollte ein Zeitpunkt/**Stichtag** (bezogen auf das Massnahmendatum) angegeben werden, ab wann ein verändertes Berechnungsverfahren anzuwenden wäre. Ggf. ist eine **Übergangsfrist** vorzuschlagen.

Grundsätzlich sind wir weiterhin **nicht** der Meinung, dass es sich bei **Verwaltungs- und Abrechnungskosten** für die Abwicklung der Entschädigungszahlungen um Aufwendungen handelt, die ohnehin entstehen (S. 35 f, 2.4.1.2). Der Umfang an Einsätzen, die abgerechnet werden müssen, weil der Betrieb von EEG-Projekten wirtschaftlich sonst stark gefährdet wäre, kann mit normalem Personalaufwand und vorhandenen Verwaltungssystemen nicht gelöst werden. Die Neuerung des Leitfadens ist ein Beispiel dafür, dass die Berechnungsverfahren noch einmal wieder deutlich

aufwendiger werden. Der Anlagenbetreiber selbst ist hiermit völlig überfordert und muss sich mit viel Zeitaufwand oder externer Hilfe durch kostenpflichtige Spezialsoftware oder Dienstleister seine Entschädigungszahlungen berechnen. Dieser erhebliche Aufwand fällt bei jeder einzelnen Einspeisemanagementmassnahme an.

Bei Abrechnung mehrerer Anlagen über eine Messeinrichtung für Windenergieanlagen (S. 42, 2.2) werden in bilateraler Absprache **Scada-Werte zur Verteilung der Ist-Einspeisung** auf die einzelnen Anlagen am Netzverknüpfungspunkt zur Bildung realistischer Korrekturfaktoren bereits erfolgreich verwendet. Diese werden in den einzelnen Abrechnungen dokumentiert. Es ist nicht nachvollziehbar, weshalb diese zusätzlich für jeden Netzbetreiber individuell aufbereitet werden sollen (S. 14, Abs. 3). Dieser Absatz sollte gestrichen werden. Eine Unterstützung der Netzbetreiber bei der Rechnungsprüfung durch den Anlagenbetreiber oder Ersteller der Abrechnung ist zudem selbstverständlich.

Zur Spitzabrechnung von PV-Anlagen werden in dem Formelwerk weiterhin die **Generatorfläche und der Anlagenwirkungsgrad** zur Berechnung der theoretischen Leistung verwendet. Zur Ermittlung der Sollleistung und der daraus resultierenden Ausfallarbeit werden die Werte wieder mit einbezogen, kürzen sich mathematisch aber wieder heraus, so dass diese Angaben insgesamt überflüssig sind. Unterschiedliche Generatorflächen oder Modulwirkungsgrade in den Formeln führen zu keinem abweichenden Berechnungsergebnis insgesamt. Die Angaben sollten daher entfallen und die Formeln entsprechend vereinfacht werden (S. 26 f).

Sind zur Bewertung des **Vergleichszeitraums (Stunde vor Einsatz)** keine ausreichenden Daten zur Berechnung des Verhältnisses zwischen Einstrahlung und Ist-Leistung bei der Spitzabrechnung von PV-Anlagen vorhanden, soll dieser Bereich auf die letzte Stunde des Vortags, in der vollständige Daten vorhanden sind vorverschoben werden (S. 25, letzter Absatz). Wir halten diesen Zeitraum für nicht besonders aussagekräftig, da die PV-Anlage in einen Grenzbereich arbeitet, der nicht repräsentativ für den Anlagenbetrieb insgesamt ist (Dämmerung/Diffuslicht). Hier sollte der Bereich in die letzte vollständig Mittagsstunde (z.B. 12:00-13:00) oder besser der Durchschnitt des gesamten letzten Tages/Tage des Monats ohne Reduzierung Verwendung finden, um realistische Vergleichswerte zu bekommen.

Zu Spitzabrechnung von Windenergieanlagen existiert weiterhin keine klare Regelung, wenn sie aufgrund von Vorgaben mit abgesenkter Geräuschemission in anderen Betriebsmodi (**Nachtabenkung**) arbeiten. In dieser Zeit arbeitet die Anlage mit einer abweichenden Leistungskennlinie. Überdeckt sich diese Zeit mit dem Vergleichszeitraum zur Bildung der Korrekturfaktoren, entstehen unter Verwendung der normalen Kennlinie keine plausiblen Korrekturfaktoren. Es sollte darauf hingewiesen werden, dass für die Zeiten der Nachtabenkung die entsprechend abweichende Kennlinie zu verwenden ist. Dieses trifft ebenso auch bei der Berechnung der Ausfallenergie im Einsatzzeitraum zu.

Sonstige Stillstände, die nicht ursächlich durch die Einspeisemanagement-Massnahme begründet sind, verursachen bei der Spitzabrechnung von Wind- und PV-Anlagen in der Praxis immer wieder Schwierigkeiten, wenn diese im Vergleichszeitraum liegen. Es ist nicht einzusehen, dass z. B. eine Abrechnung einer WEA nicht durchgeführt werden kann, wenn die Anlage vor dem Einsatz in Wartung war und bei Beginn des Einsatzes aber wieder betriebsbereit ist. Es gibt dazu einzelne bilaterale Vereinbarungen zwischen Anlagen- und Netzbetreibern. Es kann z. B. der Vergleichszeitraum zur Ermittlung der Korrekturfaktoren bei der Spitzabrechnung Wind in einen

Zeitraum vorverlegt werden, in der alle Anlagen an der Messeinrichtung fehlerfrei laufen. Diese Verschiebung ist individuell zu begründen oder durch entsprechende Protokolle nachzuweisen. Das Vorgehen sollte im Leitfaden grundsätzlich als möglich bestätigt werden.

Nach den allgemeinen Hinweisen zur Abrechnung (S. 13, 2.1, Abs. 2) sollen jetzt entgangene Einnahmen oder ersparte Aufwendungen (z.B. **Auffahrrampen nach Ende des Einsatzes**) in der Entschädigungsberechnung zum Ansatz kommen können. Dieses ist grundsätzlich sachgerecht. Im pauschalen Verfahren zu Biogasanlagen wird die Zeit mit einer halben Stunde definiert (S. 20, 2.3.2.1, Abs. 4). Die Zeit sollte für alle Energieträger und Abrechnungsmethoden definiert werden, da es auch z. B. bei Windenergieanlagen eine gewisse Zeit braucht bis der freigegebene Leistungswert wieder erreicht wird. Zusätzlich ist auch die Deckelung „ $\max(P_{i,ist}, P_{red})$ “, also die Begrenzung der Ausfallmenge auf den aktuellen Stufenwert, innerhalb des Einsatzes bei einem Stufenwechsel genauso zu behandeln. In der Viertelstunde, in der der Stufenwechsel stattfindet und in der folgenden Viertelstunde sollte die Begrenzung keine Berücksichtigung finden, sondern nur „ $P_{i,ist}$ “ verwendet werden (=Auffahrrampe beim Stufenwechsel).

28.08.2017 / Jens Bohlmann

BYTE MEE Softwareentwicklung GmbH

www.bytemee.de

BYTE MEE ist ein Softwareentwicklungsunternehmen, das Anlagenbetreibern Software zur Unterstützung bei der technischen und kaufmännischen Betriebsführung (www.windenergie-online.de) liefert. Integriert in dieses System ist ein Abrechnungsmodul, das Entschädigungen nach EEG § 15 aufgrund von Massnahmen nach EEG §14 berechnen kann. Diese Berechnungen werden auch separat als Dienstleistung für Betreiber angeboten, die keine Betriebsführungssoftware nutzen oder keine effizienten Funktionen zur Berechnung von solchen Entschädigungen besitzen. Mit der Software werden derzeit ca. 1.000 Netzverknüpfungspunkte von EEG-Anlagen abgerechnet und das Berechnungsverfahren, das sich an den Vorgaben des Leitfadens der BNetzA orientiert, ist seit Jahren anerkannt.