

**Stellungnahme der Trianel GmbH
zur Konsultationsfassung des**

Leitfadens zum Einspeisemanagement (Version 3.0)

Aachen, 30.08.2017

I. Einleitung

Trianel ist bereits seit 2010 in der Direktvermarktung aktiv und hat seitdem auf die Problematik der Auswirkungen von Einspeisemanagementmaßnahmen, sowohl auf die Systembilanz, als auch auf die wirtschaftlichen Effekte der Bilanzkreisverantwortlichen, hingewiesen und ist mit konkreten Lösungsvorschlägen an die Branche herangetreten.

Daher begrüßen wir die Aufnahme des Grundverständnisses der Bundesnetzagentur zum Entschädigungsanspruch zusätzlicher Aufwendungen bei der Vermarktung von EE-Anlagen in der Direktvermarktung (2.4.2) in der uns vorliegenden dritten Version des Einspeisemanagement-Leitfadens.

Kurzfristig ist uns die Klärung des Umgangs mit den bei den Direktvermarktern entstandenen Ausgleichsenergiekosten wichtig, so dass auch die historisch aufgelaufenen und teilweise bei den Netzbetreibern (NB) bereits in Rechnung gestellten Entschädigungsansprüche geltend gemacht und durchgesetzt werden können. Bis heute wurden nämlich alle von der Trianel gegenüber Netzbetreibern nach §15 EEG im Zusammenhang mit Ausgleichsenergiekosten geltend gemachten Entschädigungsansprüche mit der Begründung abgelehnt, dass hierfür „keine rechtliche Grundlage“ bestünde. Diese Begründung ist nicht nachvollziehbar, da mit § 15 EEG eine grundsätzlich hinreichende Rechtsgrundlage besteht. Entsprechende Klarstellungen durch die BNetzA sind vor diesem Hintergrund dringend erforderlich.

Perspektivisch sollten, zur Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs, Marktprozesse entwickelt werden, die Einspeisemanagementmaßnahmen in ihrer Systematik und Anwendung in weiten Teilen am konventionellen Redispatch orientieren. Hierfür sind weiterreichende Prozesse, Regelungen und Datenmeldepflichten zwischen TSO, DSO, Anlagenbetreiber und Bilanzkreisverantwortlichen zu etablieren, was noch einige Zeit in Anspruch nehmen wird. Bis dahin müssen die Bilanzkreisverantwortlichen ihre entstandenen Kosten durch EinsMan über automatisierbare Geschäftsprozesse geltend machen können.

II. Anmerkungen zum Leitfaden

a) Zur Rechtsnatur des Leitfadens

Die BNetzA will mit dem Leitfaden eine Einschätzung geben und „Rechtunsicherheiten vermeiden“. Gleichzeitig ist der Leitfaden aber „keine Festlegung“ und „bindet nicht das Ermessen der Bundesnetzagentur“. Diese Problem der ungeklärten Rechtsnatur stellt sich seit Einführung der BNetzA-Leitfäden und sollte dringend im Sinne einer klareren Verbindlichkeit geregelt werden, zumal im Kapitel „Ziele des Leitfadens“ dem Grunde nach empfohlen wird, dass die Praxis sich an den Leitfaden halten soll. Dass das möglich ist, zeigt beispielsweise das Bundeskartellamt mit dem Leitfaden zur Marktbeherrschung in der Fusionskontrolle.

b) Zeitlicher Geltungsbereich des Leitfadens

Der Leitfaden sollte klarstellen, dass er eine grundsätzliche Positionierung der BNetzA zur Rechtslage enthält und somit - soweit sich die relevanten rechtlichen Regelungen nicht verändert haben - auch für in der Vergangenheit liegende Fälle Anwendung findet. Soweit die Gesetzeslage nicht verändert wurde, wäre es nämlich wertungswidersprüchlich, wenn man vertreten wollte, dass die im Leitfaden niedergelegten Grundsätze nur für zukünftige Sachverhalte Anwendung finden. Eine entsprechende Klarstellung ist dabei insbesondere in Bezug auf die Berechnung der Höhe von Entschädigungszahlungen nach § 15 EEG erforderlich. Denn es wäre nicht zielführend, wenn die hierzu in der Praxis zu Altfällen oftmals noch fortdauernden Diskussionen und Streitigkeiten mit Netzbetreibern durch den Leitfaden nicht vollständig beseitigt würden. Ohne eine entsprechende Klarstellung durch die BNetzA würde von den Netzbetreibern aber womöglich vertreten, dass der Leitfaden für Altfälle nicht relevant ist.

c) Zu 2.1 Allgemeines

Auf Seite 12 des Leitfadentwurfs heißt es: „Der Anlagenbetreiber hat sich je Anlage und je Kalenderjahr auf ein Verfahren für die Berechnung der Ausfallarbeit festzulegen.“ Hier fehlt aus unserer Sicht ein Verweis auf die Rechtsquelle einer solchen Verpflichtung. Aus §15 EEG ergibt sie sich nicht.

Die allgemeine „Festlegung“ der Bundesnetzagentur, dass der Anlagenbetreiber für die anspruchsbegründenden Voraussetzung und die konkrete Entschädigungshöhe nach „allgemeinem Zivilrecht“ die Darlegungs- und Beweislast trägt, dürfte in dieser Allgemeinheit nicht zutreffend sein. Formulierungsvorschlag: „Die Darlegungs- und Beweislast richtet sich nach dem allgemeinen Zivilrecht.“

d) Zu 2.2

Wahl der Berechnungsmethode:

Hier ist Notwendigkeit der Festlegung pro Kalenderjahr nicht ersichtlich und deshalb erklärungsbedürftig.

Möglichst geringer Aufwand auf Seiten des Netzbetreibers:

Das Abrechnungssystem und die Berechnungsmethode werden gemäß Kapitel 2.3 geführt. Dabei werden Anmerkungen seitens des Netzbetreibers berücksichtigt, ausgeschlossen wird jedoch die Umstellung des Abrechnungssystems auf die gewünschte Berechnungsmethode des Netzbetreibers. Die Wahl der Berechnungsmethode obliegt dem Anlagenbetreiber, nicht dem Netzbetreiber (s. Kapitel 2.1 des Leitfadens).

e) Zu 2.4.1.1 Entgangene Einnahmen

Die Aussage, dass die Schadenminderungspflicht dazu anhält die „entgangenen Einnahmen“ so gering wie möglich zu halten, ist vor dem Hintergrund, dass es sich hier um den Fall von EE-Anlagen mit Einspeisevergütung handelt, merkwürdig. Zumal später ausgeführt wird, dass die EEG-Vergütung, die anzusetzende entgangene Einspeisevergütung ist (S. 33). Der zweite Satz der FN 7 ist klärungsbedürftig.

Vorschlag: Streichung erster Absatz Ziffer 2.4.1.1

Berücksichtigung des Selbstbehaltes:

Die Annahme, dass „Einnahmen“ im Sinne des § 15 Abs. 1 EEG auch „Entschädigungszahlungen gemäß § 15 EEG“ sind, ist nicht denklogisch. Es wird im Gesetz unterschieden zwischen „entgangenen Einnahmen“ und „Einnahmen“. Nach Leitfadentwurf wären aber „entgangene Einnahmen“ zum Teil auch gleichzeitig „Einnahmen“. Die würden den von OWP-Seite zu tragenden Selbstbehalt um weitere 1% strecken (d.h. bis 1,01 % der Einnahmen).

f) Zu 2.4.1.2 Zusätzliche Aufwendungen

Verwaltungs- und Abrechnungskosten müssen als zusätzliche Aufwendungen gelten, dies folgt allgemeinen zivilrechtlichen Schadenersatzprinzipien. Dies ergibt sich auch aus dem letzten Absatz von 2.4.1.2. Es handelt sich um „kausal verursachte“ Kosten, die nicht „ohnehin“ entstehen.

g) Zu 2.4.1.3 Ersparte Aufwendungen

Die im Entwurf des Leitfadens vertretene Ansicht, der Anlagenbetreiber trage die Darlegungs- und Beweislast, steht nicht im Einklang mit der Rechtsprechung (z.B. BGH, Urteil vom 17.10.2003, Az. V ZR 84/02: „Für Vorteile, die den Schaden mindern, ist grundsätzlich der Schädiger, hier also die Beklagte, darlegungs- und beweispflichtig (Senat, Urt. v. 3. Mai 2002, V ZR 115/01, NJW-RR 2002, 1280 m.w.N.)“. Auch ist darauf hinzuweisen, dass zumindest bei Offshore-WEA die Wartungskosten unabhängig von den erzeugten Strommengen anfallen.

h) Zu 2.4.2 EE-Anlagen in der Direktvermarktung:

Wir begrüßen die Aufnahme dieses Punktes in den EinsMan-Leitfaden und unterstützen die Formulierung Ihres Grundverständnisses in großen Teilen. Für eine praktikable Umsetzung ist es jedoch zwingend erforderlich, geeignete Marktprozesse auf den Weg zu bringen, um die gesetzlichen Regelungen, wie beschrieben, umsetzen zu können. Im Detail gehen wir hierauf im Zusammenhang mit den konkreten Punkten ein.

Grundsätzlich unterscheidet die Bundesnetzagentur in 2.4.2 drei Möglichkeiten für den bilanziellen Ausgleich einer Einspeisemanagementmaßnahme:

- 1) Ausgleich durch den NB – analog konventionellem Redispatch (2.4.2.1)
- 2) Ausgleich durch den AB/DV (2.4.2.2)
- 3) Ausgleich durch Ausgleichsenergie (2.4.2.3)

Für die Vergangenheit ist hierbei festzuhalten, wie Sie auch schon korrekt in Ihrer Fußnote 11 formuliert haben, dass auf Grund der in fast allen Fällen fehlenden Vorabinformation über die Durchführung einer Einspeisemanagementmaßnahme es weder dem AB, noch dem DV überhaupt möglich gewesen ist, einen angemessenen Bilanzkreisausgleich mittels Handelsgeschäften durchzuführen. Somit sind sämtliche Ausgleichsenergiekosten, die in der Vergangenheit durch EinsMan-Maßnahmen verursacht wurden, vom NB auszugleichen. Die damit einhergehenden Kosten des NB kann dieser über die Netzentgelte gemäß 3.1 umlegen.

Hier wünschen wir uns, auf Grund unserer Erfahrung aus den Gesprächen mit den betroffenen NB im Rahmen unserer Schadensgeltendmachung, dass dies als Grundverständnis der BNetzA in aller Klarheit nochmal formuliert wird. Bis dato hat der Trianel in ihrer Rolle als Direktvermarktungsunternehmen nämlich - und zwar trotz der vertraglichen Anspruchsabtretung des Anlagenbetreibers - noch kein Netzbetreiber die entstandenen Ausgleichsenergiekosten erstattet.

Für den zukünftigen bilanziellen Ausgleich von EinsMan-Maßnahmen unterstützen wir den bilanziellen Ausgleich durch den NB gemäß 2.4.2.1, denn nur diesem ist es möglich, den Engpass kompensierende Erzeugungsanlagen für den bilanziellen Ausgleich einzusetzen. Des Weiteren verfügt auch nur er zeitnah über alle Informationen (Zeitraum, Höhe und Dauer der Einsenkung), die für einen bilanziellen Ausgleich notwendig sind. Der Ausgleich durch den AB/DV gemäß (2.4.2.2) ist, wie im Folgenden dargestellt, für den bilanziellen Ausgleich nicht praktikabel.

i) Zu 2.4.2.1 Gezielter bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber:

Der erste Satz dieses Punktes muss insoweit korrigiert werden, dass die im letzten Absatz richtigerweise erwähnten „verbleibenden Bilanzkreisabweichungen“ Berücksichtigung bei der Erstattung finden. Somit ist die aktuelle Formulierung nicht korrekt, dass durch die Maßnahme „keine zusätzlichen oder ersparten Aufwendungen durch Bilanzkreisabweichungen“ entstehen.

Wie einführend bereits erwähnt ist es für die Abwicklung des gezielten bilanziellen Ausgleichs durch den VNB zwingend erforderlich, dass geeignete Marktprozesse für die Umsetzung vorab implementiert werden. Hierbei muss mindestens Folgendes Berücksichtigung finden:

- Ist für Zählpunkte der bilanzielle Ausgleich durch den NB vorgesehen, muss dieser dann immer ausschließlich darüber erfolgen. Eine Mischanwendung der unterschiedlichen Ausgleichsmöglichkeiten ist nicht praktikabel.
- Der Bilanzkreisverantwortliche ist rechtzeitig über die Durchführung von EinsMan-Maßnahmen über Zeitraum, Höhe und Dauer der Maßnahmen zu informieren, so dass vermarktungsseitig keine Prognoseanpassung auf Basis der eingesenkten Online-Messwerte erfolgt. Des Weiteren müssen die durch eine EinsMan-Maßnahme eingesenkten Online-Messwerte als Prognosegrundlage gesperrt werden können. Der Versand der Information muss vor Durchführung der Maßnahme an den Bilanzkreisverantwortlichen in einem standardisierten, automatisiert verarbeitbarem

Format erfolgen. Anderenfalls kann händlerseitig nicht gewährleistet werden, dass es zu einer Prognoseanpassung und dem zur Folge zu Intradayhandelsgeschäften kommt, welche monetär wieder kompensiert werden müssen.

- Für den fahrplanseitigen Austausch sind, analog dem konventionellen Redispatch, die entsprechenden Marktprozesse für die Informationsübermittlung zu etablieren.

j) Zu 2.4.2.2 „Bilanzieller Ausgleich durch Anlagenbetreiber oder Direktvermarkter“:

Wie einleitend beschrieben halten wir diese Vorgehensweise aus den folgenden Gründen für nicht praktikabel:

Der Netzbetreiber hat den Anlagenbetreiber nach § 14 Abs. 2 EEG 2017 unverzüglich über die zu erwartende Einspeisemanagement-Maßnahme zu unterrichten, sofern diese vorhersehbar ist. Erfolgt, wie in den meisten Fällen, diese Information nicht, liegen weder dem Anlagenbetreiber und in Folge dessen, noch dem Bilanzkreisverantwortlichen, ausreichende Informationen vor, um eine etwaige Ersatzbeschaffung bilanzkreisabweichungskompensierend durchführen zu können. Damit ein bilanzieller Ausgleich durch den Direktvermarkter überhaupt in irgendeiner Art und Weise durchgeführt werden kann, müssen die Informationen über den betroffenen Zählpunkt, den Zeitraum und die Höhe der Einsenkung vollständig vorliegen. Das Fehlen einer dieser Informationen verhindert die Möglichkeit zum bilanziellen Ausgleich durch den Direktvermarkter, da er weder die Dauer, noch die Höhe der Einsenkung für die Zukunft, und nur dafür kann er handeln, abschätzen kann. Warum soll es einem Direktvermarkter scheinbar zumutbar sein hierfür eine Prognose erstellen zu können, wenn noch nicht einmal der NB, der über weitaus mehr Informationen zu seiner Netzsituation verfügt, dazu nicht in der Lage ist? Mit seinen Handelsaktivitäten kann er aus den vorgenannten Gründen die Situation in seinem Bilanzkreis nicht kompensieren – im Gegenteil, erfahrungsgemäß verschlechtert sich die Bilanzkreisabweichung auf Grund der bloßen Reaktion auf über online-Messdaten festgestellte EinsMan-Einsenkungen, dann in beide Richtungen, erheblich!

Des Weiteren wäre den Direktvermarktern eine geordnete Nachbeschaffung nur möglich, wenn die EinsMan-Meldungen in einem automatisiert verarbeitbaren Format versendet werden. Auf Grund der Vielzahl der direktvermarkteten Anlagen und der Häufigkeit der durchgeführten EinsMan-Maßnahmen ist es nicht zumutbar, dass die Meldung der NB „irgendwie“ erfolgt. Hierfür wäre ein einheitlicher Prozess und ein einheitliches Format zu implementieren, das es dem Vermarkter überhaupt 24/7 möglich macht, jede vom Netzbetreiber gemeldete Maßnahme systemtechnisch zu verarbeiten und dem Intraday-Händler automatisiert als offene Position zu

übergeben. Bei größeren Vermarktern werden mittlerweile zeitgleich an dutzenden Windparks EinsMan-Maßnahmen durchgeführt, so dass dies ohne einen systemgestützten Prozess schlicht und ergreifend nicht umsetzbar ist! Es wäre wünschenswert, dass die BNetzA diesen Umstand anerkennt und in Ihrem Grundverständnis wiedergibt.

Aus dem vorgenannten Grund ist es den Vermarktern daher auch nicht möglich, wie im Leitfaden unter dem Punkt „Höhe der Entschädigung“ aufgeführt, für jede EinsMan-Maßnahme ein eigenes Intradayhandelsgeschäft nachweisen zu können. Im Intradayhandel wird der gesamte Bilanzkreissaldo eines Händlers bewirtschaftet, welcher alle offenen Positionen aus Kraftwerken, Versorgungs- und Erzeugungsportfolien, sowie Direktvermarktungsportfolien beinhaltet. Diesem Umstand wäre dann geschuldet, dass nach Ihrem vorgeschlagenen Verfahren dann für jede wegen EinsMan beschaffte Menge nur 70% des ID3-Preises in Anschlag gebracht werden kann. Diese Grenze ist völlig willkürlich und inakzeptabel!

Da der ID3 genau die Intraday-Preisentwicklung wiedergibt sollte, sofern der Punkt 2.4.2.2 überhaupt aus vorgenannten Gründen zum Tragen kommen kann, dieser grundsätzlich ohne Nachweis für eine Entschädigung herangezogen werden und keine Unterscheidung bei der Kostenerstattung vorgenommen werden. Dies lässt sich wie folgt begründen:

Der ID3-Preis, als volumengewichteter Durchschnitt aller intraday-Transaktionen (exklusive cross-trades, also Geschäfte zwischen derselben Handelspartei) der vorangegangenen drei Stunden, ist ein sachgerechter Index, weil in diesem Zeitfenster die wesentlichen Geschäfte zum Bilanzkreisausgleich für direktvermarktete Anlagen stattfinden. Aus der hohen Liquidität des Index folgt, dass kein Betreiber bzw. Vermarkter den Index systematisch beeinflussen bzw. schlagen kann. Tatsächlich aber wird er selbst dann, wenn er seine Kosten auf Basis des ID3-Preises geltend machen kann, zwingend in 50% der Fälle höhere Kosten gehabt haben. Dies haben Auswertungen der historischen SPOT- und ID3-Preise ergeben. Würden hier lediglich 70% des ID3-Index geltend gemacht werden können, hätten die Vermarkter sogar in 95% der Fälle höhere Kosten zu verzeichnen!

Somit ist diese Art des Ausgleichs nicht nur nicht praktikabel, sondern wäre für die AB/DV mit hohen Kosten verbunden, die sie nicht geltend machen können. Daher lehnen wir, ohne Sicherstellung der vollständigen Informationslieferung im einheitlichen, automatisiert verarbeitbaren Format, dieses von der BNetzA vorgeschlagene „vereinfachte Verfahren zur Bestimmung des anerkennungsfähigen Preises“ und hier v.a. die 70%-Regelung strikt ab.

Entschädigungspflicht dem Grunde nach

Die Ausführungen, welche die BNetzA unter dem Absatz „Entschädigungspflicht dem Grunde nach“ unter Punkt 2.4.2.2 macht, sind grundsätzlich begrüßenswert. Sie bedürfen in mehrerlei Hinsicht jedoch der Klarstellung bzw. der Ergänzung:

Zurecht weist die BNetzA an dieser Stelle darauf hin, dass zusätzliche Aufwendungen im Sinne des § 15 Abs. 1 EEG auch die Kosten des bilanziellen Aufwands - d.h. etwaige durch die Einspeisemanagementmaßnahme verursachte Ausgleichsenergiekosten - umfassen müssen. Die diesbezüglichen Ausführungen auf S. 40 f. des Leitfadens erwähnen dabei zwar, dass der diesbezügliche finanzielle Nachteil üblicherweise nicht den Anlagenbetreiber, sondern den Direktvermarkter trifft. Sie lassen aber offen, wie der gemäß § 15 Abs. 1 EEG berechnete Anlagenbetreiber rechtsdogmatisch einen finanziellen Nachteil eines Dritten gegenüber dem Netzbetreiber geltend machen kann. In der Mitteilung BK6-13-049 vom 14. April 2016, mit welcher das Verfahren zwischenzeitlich ruhend gestellt worden war, wurde insofern auf die zivilrechtlichen Grundsätze der Drittschadensliquidation verwiesen, gemäß derer der Anlagenbetreiber den entsprechenden Vermögensschäden des Bilanzkreisverantwortlichen nach § 15 Abs. 1 EEG geltend machen könne. Sofern die BNetzA an dieser Rechtsauffassung festhält, wäre es wünschenswert, dies zur Vermeidung von Rechtsunsicherheiten klarzustellen. Erst recht wäre eine Klarstellung erforderlich, wenn die BNetzA nunmehr dazu tendiert, den Anspruch auch ohne Rückgriff auf das Institut der Drittschadensliquidation zu bejahen, was sich angesichts einer entsprechenden teleologischen Auslegung von § 15 Abs. 1 EEG durchaus annehmen lässt.

Zudem heißt es auf S. 41 des Leitfadens im ersten Absatz lediglich, dass die Möglichkeit bestünde, dass der Anlagenbetreiber seinen Entschädigungsanspruch an den Direktvermarkter abtrete. Regelmäßig wird aber - jedenfalls ableitbar aus dem Grundsatz von Treu und Glauben gemäß § 242 BGB - ein Anspruch des Direktvermarkters auf Abtretung der entsprechenden Ansprüche bestehen. Denn es wäre höchst wertungswidersprüchlich, wenn der Direktvermarkter zwar die finanziellen Nachteile erleidet, der Anlagenbetreiber aber den entsprechenden Ersatzanspruch geltend machen könnte. Es ist daher klarzustellen, dass nicht (lediglich) die Möglichkeit einer entsprechenden Abtretung besteht, sondern dass der Direktvermarkter eine Abtretung des entsprechenden Anspruches grundsätzlich verlangen kann.

Schließlich greift es zu kurz, wenn die BNetzA im letzten Absatz auf S. 40 des Leitfadens formuliert, dass es unerheblich sei, welche Absprachen der Anlagenbetreiber und der Direktvermarkter bzw. der Bilanzkreisverantwortliche untereinander getroffen haben. Dabei ist der BNetzA zwar dahingehend zuzustimmen, dass es dem Sinn und Zweck des § 15 Abs. 1 EEG widersprechen würde, wenn der Anlagenbetreiber und der Direktvermarkter es in der Hand hätten, durch bilaterale Vereinbarungen die Höhe des Entschädigungsanspruches des Anlagenbetreibers gegen den Netzbetreiber zu beeinflussen. Viele im Markt verwendeten Direktvermarktungsverträge enthalten jedoch Klauseln, welche im Innenverhältnis zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarkter einerseits eine Ausgleichspflicht des Anlagenbetreibers gegenüber dem Direktvermarkter für Kosten des durch die Einspeisemanagementmaßnahme verursachten bilanziellen Ausgleichs vorsehen. Andererseits sehen diese Klauseln vor, dass diese Ausgleichspflicht durch Abtretung des entsprechenden Anspruchs gemäß 15 Abs. 1 EEG vom Anlagenbetreiber an den Direktvermarkter kompensiert wird. Diese vertraglichen Abreden umgehen damit das Erfordernis des vorstehend beschriebenen Rückgriffs auf das Instrument der Drittschadensliquidation (weil der Anlagenbetreiber in Bezug auf die Ausgleichspflicht einen eigenen finanziellen Nachteil in Höhe der verursachten Ausgleichsenergiekosten hat). Gleichzeitig bleibt der gegenüber dem Netzbetreiber bestehende Anspruch der Höhe nach unangetastet, weil er über das vorstehend geschilderte rechtliche Konstrukt nur verlagert wird (und gleichzeitig, was sachgerecht ist, ultimativ dem Direktvermarkter zukommt). Die vorstehend skizzierten rechtlichen Vereinbarungen werden jedoch letztlich als unbeachtlich qualifiziert, wenn es im Leitfaden in der bisher enthaltenen Pauschalität heißt, dass Absprachen des Anlagenbetreibers und des Direktvermarktlers unerheblich sind. Die diesbezüglichen Ausführungen im Leitfaden sollten daher dahingehend konkretisiert werden, dass Absprachen zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Direktvermarkter bzw. Bilanzkreisverantwortlichen nur insoweit unerheblich sind, wie durch sie die Höhe des grundsätzlich gegebenen Ausgleichsanspruchs verändert würde.

Schließlich ist anzumerken, dass es aufgrund der Bedeutung der diesbezüglichen Aspekte wünschenswert wäre, wenn diese unter einem eigenen Gliederungspunkt im Leitfaden dargestellt würden.

k) Zu 2.4.2.3 „Bilanzieller Ausgleich durch Ausgleichsenergie“:

Wir begrüßen insbesondere die Aufnahme dieses Punktes in den EinsMan-Leitfaden der BNetzA.

Um den bilanziellen Ausgleich durch Ausgleichsenergie jedoch marktauglich umsetzen zu können ist folgende Ergänzung erforderlich:

Für die Bestimmung der „Aufwendungen wegen Bilanzkreisabweichungen in der Viertelstunde“ ist es essentiell, dass der Bilanzkreisverantwortliche vom Anlagenbetreiber die gemäß 2.3 ermittelte Ausfallarbeit jeder Einspeisemanagement-Maßnahme in Form eines ¼-h Lastgangs erhält. Dem Direktvermarkter, an den die EinsMan-Ansprüche häufig vom Anlagenbetreiber abgetreten sind, verfügt nicht über die Informationen, um die Ausfallarbeit in allen Fällen, wie in 2.3 beschrieben, entsprechend bestimmen zu können.

Auf Grund der Vielzahl der direktvermarkteten Anlagen und der Häufigkeit der durchgeführten EinsMan-Maßnahmen ist es zur Erreichung eines praxistauglichen Verfahrens zwingend erforderlich, dass die Übermittlung der Ausfallarbeit in einem standardisierten Verfahren, im Idealfall im Rahmen von noch zu definierenden Marktprozessen, sowohl an den Direktvermarkter, als auch an den Netzbetreiber erfolgt. Letztgenannter muss die Möglichkeit zur Prüfung der Konsistenz der EinsMan-Erstattungen Richtung Anlagenbetreiber und Direktvermarkter haben.

Individuelle Regelungen im Innenverhältnis zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarkter sind zu vermeiden, da es hier für die Massentauglichkeit einen einheitlichen Standard braucht.

Bis zur Umsetzung vorgenannter Marktprozesse müssen die Anlagenbetreiber dazu verpflichtet werden, dem Direktvermarkter die Lastgangdaten in einem einheitlichen, automatisiert verarbeitbaren Format zu senden. Zudem sollte im Leitfaden klargestellt werden, dass entsprechende Daten auch in Bezug auf in der Vergangenheit liegende Sachverhalte übermittelt werden müssen.

I) Zu 3.1 „Auswirkungen auf die Erlösobergrenze und damit auf die Netzentgelte“:

Für den dritten Satz des zweiten Abschnitts bedarf es der Klarstellung, dass sich das „angewiesen worden sind“ auf die Einspeisemanagement-Maßnahmen und nicht auf die Zahlungen bezieht. Anderenfalls ist es missverständlich und bietet Raum zur Fehlinterpretation.

Trianel GmbH

Aachen, 30. August 2017

Ansprechpartner:

Thomas Westerhausen

Senior Originator

Telefon +49 241 413 20-536

t.westerhausen@trianel.com