

Stellungnahme der Arbeitsgemeinschaft Offshore-Windenergie e.V. zum Entwurf der Bundesnetzagentur „Leitfaden zum Einspeisemanagement Version 3.0“

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) stellt den Entwurf für die aktualisierte Version 3.0 des Leitfadens zum Einspeisemanagement („Leitfaden-E“) bis zum 31. August 2017 zur Konsultation. Davon macht die Arbeitsgemeinschaft Offshore-Windenergie e.V. als Vertretung der Betreiber von Offshore-Windparks in Deutschland gerne Gebrauch.

Folgende grundsätzliche Anmerkungen wollen wir unserer Kommentierung voranstellen:

- Ein Anlagenbetreiber sollte im Ergebnis so gestellt werden, wie er ohne Einspeisemanagement-Maßnahme stünde. Eine Kürzung der Entschädigung nur auf die Marktprämie widerspricht dem EEG und ist nicht akzeptabel.
- Über den Selbstbehalt von bis zu 5% hinaus trägt der Anlagenbetreiber keine weiteren Kosten.
- Folgende Positionen müssten jedenfalls entschädigt werden:
 - Ausfallarbeit (anzulegender Wert)
 - Ausgleichsenergiekosten (fallen beim Direktvermarkter/Bilanzkreisverantwortlichen an)
 - Zusätzliche Aufwendungen (kausal verursacht)
 - ✓ Kosten für externe Dienstleister
 - ✓ Anteilige Abrechnungs- und Verwaltungskosten
- Der administrative Aufwand für alle Beteiligten (Netzbetreiber, Anlagenbetreiber, Direktvermarkter) sollte sich im möglichst geringen Rahmen halten.

Daraus ergeben sich drei Hauptkritikpunkte verbunden mit folgenden drei Hauptforderungen:

1. Für die Berechnung von entgangenen Einnahmen infolge einer Einspeisemanagement-Maßnahme berücksichtigt der Leitfaden-E nicht, dass der Strom neben der Marktprämie auch einen **Marktwert** hat, der nicht entschädigt werden würde. Unabhängig von der Wahl der Art der Direktvermarktung, müsste zusätzlich zur Marktprämie – bei Offshore Wind Projekten – stets der Marktwert erstattet werden. (Leitfaden-E, Ziff. 2.4.2, S. 36 f. – Näheres in dieser Stellungnahme zu Ziff. 2.4.2)
2. Die **Kosten**, die **für die Geltendmachung von Entschädigungsansprüchen** infolge Einspeisemanagement-Maßnahmen entstehen sind, entgegen den Ausführungen im Leitfaden-E, dem Grunde nach und in angemessener Höhe zu entschädigen. (Leitfaden-E, Ziff. 2.4, S. 32 ff.; Näheres dazu in dieser Stellungnahme unter Ziff. 2.4)
3. Im Falle eines Engpasses sollte primär Abhilfe durch einen **bilanziellen Ausgleich durch den Netzbetreiber** geschaffen werden und nicht durch den Anlagenbetreiber bzw. Direktvermarkter. (Leitfaden-E, Ziff. 2.4.2.1, S. 38 f. – Näheres in dieser Stellungnahme unter Ziff. 2.4.2.1)

Zu den Punkten des Leitfaden-E im Einzelnen in chronologischer Reihenfolge:

Zu Ziff. 2.1 Leitfaden-E: Allgemeines

Der Satz auf Seite 12 Absatz 6:

„Die Zeiträume vor und nach einer Reduzierung aus anderem Grund oder der Nichtverfügbarkeit der Offshore-Anbindungsleitung, aber innerhalb einer abrechenbaren Einspeisemanagement-Maßnahme, können entschädigt werden“,

sollte geändert werden in

„Für Zeiträume vor und nach einer Reduzierung aus anderem Grund oder der Nichtverfügbarkeit der Offshore-Anbindungsleitung, aber innerhalb einer abrechenbaren Einspeisemanagement-Maßnahme, besteht ein Entschädigungsanspruch“.

Seite 12, letzter Absatz: Des Weiteren ergibt sich die Pflicht zur Festlegung des Berechnungsverfahrens pro Anlage und Kalenderjahr nicht aus § 15 EEG. Der Anlagenbetreiber hat den Aufwand für die Berechnung seines Anspruchs, für den Netzbetreiber besteht hingegen kein erheblicher Unterschied für die Anspruchsprüfung zwischen den Verfahrensarten. Daher sollte es dem Anlagenbetreiber obliegen, nach welchem Verfahren er berechnet und auch möglich sein, im Verlauf des Kalenderjahres frei zwischen den Verfahren zu wählen. Auch der monatsweise mögliche Wechsel bei der Wahl, ob Direktvermarktung oder Einspeisevergütung erfolgt, spricht dafür, dass nach Wahl des Anlagenbetreibers auch in kürzeren Abständen als für ein Kalenderjahr ein Verfahren zur Berechnung der Entschädigung gewählt werden kann.

Auf Seite 13, Absatz 2 besteht eine Diskrepanz zwischen der Definition „Einspeisemanagement-Maßnahme“ im Leitfaden und der (bisherigen) Handhabung in der Praxis. Eine Maßnahme wird von TenneT auf der Webseite anders verwendet als im Leitfaden (dargestellt wird). Hier wird jede Änderung der Reduzierung als Maßnahme mit eigener ID beschrieben. Jede Maßnahme wird von OWPs auch mit der jeweiligen Maßnahmen-ID abgerechnet.

Seite 13, Absatz 3 und 4: Die allgemeine „Festlegung“ der Bundesnetzagentur, dass der Anlagenbetreiber für die anspruchsbegründenden Voraussetzungen und die konkrete Entschädigungshöhe nach „allgemeinem Zivilrecht“ die Darlegungs- und Beweislast trägt, dürfte in dieser Allgemeinheit nichtzutreffend sein. Dies sollte ersetzt werden durch: *„Die Darlegungs- und Beweislast richtet sich nach dem allgemeinen Zivilrecht.“*

Zur Ziff. 2.2 Leitfaden-E: Abrechnung mehrerer Anlagen über eine Messeinrichtung

[...] „Die Verteilung der Ausfallarbeit auf die einzelnen Anlagen erfolgt in diesem Fall im Verhältnis der installierten Leistung der Einzelanlagen, bei Windenergieanlagen ist jedoch abweichend entsprechend § 24 Abs. 3 EEG auf den jeweiligen Referenzertrag abzustellen“. Im § 24 (3) EEG 2017 wurde klargestellt, dass der Referenzertrag nur bei Windenergieanlagen an Land anzuwenden ist (nicht bei Windenergieanlagen auf See). Daher sollte die Ergänzung „an Land“ hinzugefügt werden.

Richtigkeit der Messwerte:

Ausführungen dazu, wie die „Richtigkeit der Messwerte“ sichergestellt werden soll, fehlen.

Wahl der Berechnungsmethode:

Notwendigkeit der Festlegung pro Kalenderjahr nicht ersichtlich.

Möglichst geringer Aufwand auf Seiten des Netzbetreibers:

Insbesondere die Formulierung „in der vom Netzbetreiber gewünschten Form“ erscheint ausschließlich auf den geringen Aufwand für den Netzbetreiber abzielen. Das Ziel muss sein, sowohl beim Netzbetreiber als auch beim Anlagenbetreiber den Abrechnungsaufwand zu minimieren.

Das Abrechnungssystem und die Berechnungsmethode werden gemäß des Kapitels 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 (s. selbst im Leitfaden in Kapitel 2.1).

Zu Ziff. 2.3.1.2 Leitfaden-E: Spitzabrechnungsverfahren für Windanlagen – hier: Verwendung von SCADA-Daten

Gemäß Leitfaden-Entwurf ist die Soll-Leistung ($P_{i, \text{soll}}$), die tatsächliche Leistung ($P_{i, \text{ist}}$) und die Ausfallarbeit ($W_{A, i}$) in Viertelstundenintervallen – analog zu den offiziellen Zählerwerten – zu ermitteln. Eine anlagenscharfe Ermittlung ist aber aufgrund der Auslegung der SCADA-Systeme nur für 10-Minuten Intervalle möglich. Deshalb sollte die Ermittlung der Ausfallarbeit auf Basis von SCADA-Werten möglich sein; allerdings unter Berücksichtigung von Innerpark-Verlusten und Eigenverbräuchen im Park. Diese Effekte sollten über maßnahmenspezifisch ermittelte Korrekturfaktoren berücksichtigt werden.

Die Möglichkeit der Verwendung der oben skizzierten Berechnungsmethode ist im Leitfaden-Entwurf unter Punkt 2.2 (S.13/14) auch vorgesehen. Allerdings steht Punkt 2.3.1.2, der das Spitzabrechnungsverfahren beschreibt, dazu im Widerspruch.

Zu Ziff. 2.3.1.2 Leitfaden-E: Spitzabrechnungsverfahren für Windanlagen – hier: zu verwendende Leistungskennlinie

Gemäß Leitfaden (s. 16) ist die Verwendung einer zertifizierten Leistungskennlinie erforderlich. Bei nachträglich durchgeführten Leistungserhöhungen („Power Boost“) würde eine solche Zertifizierung jedoch prohibitiv hohe Kosten beim Anlagenbetreiber verursachen. Daher sollten bei der Berechnung auch nicht zertifizierte Leistungskurven des Herstellers verwendet werden dürfen.

Unseres Erachtens nach wird allein durch die Verwendung des Korrekturfaktors der anlagenbezogenen Kennlinie ($k_{\text{Kennlinie}}$) sichergestellt, dass der Berechnung der Ausfallarbeit die tatsächliche Leistungskurve unter Berücksichtigung von standortspezifischen Gegebenheiten zum Zeitpunkt der jeweiligen Einspeisemanagement-Maßnahme zugrunde liegt.

Zu Ziff. 2.4 Leitfaden-E: Zusätzliche Aufwendungen

Als zusätzliche Aufwendungen sind auch die „*Verwaltungs- oder Abrechnungskosten für die Abwicklung der Entschädigungsansprüche*“ anzusehen, da diese unmittelbar kausal aus der Einspeisemanagementmaßnahme verursacht werden. Dies sollte insbesondere vor dem Hintergrund gelten, dass die Abrechnung in der Form aufbereitet werden muss, die für den Netzbetreiber am angemessensten erscheint und nicht in der Form, die der Betreiber als sinnvoll ansieht. Es entspricht allgemeinen Grundsätzen des Schadensrechts, dass durch den Schaden veranlasste Gutachterkosten als kausale Schadenspositionen zu erstatten sind. Die Kosten für die Berechnung der Ausfallarbeit sind auch nach Sinn und Zweck des § 15 EEG 2017 zu ersetzen (so bereits LG Frankfurt (Oder), Urteil v. 24.07.2014, 13 O 283/13). Denn der Anlagenbetreiber soll bis auf den im Gesetz vorgesehenen Eigenanteil so gestellt werden, wie er ohne die Einspeisemanagement-Maßnahme stünde – dann aber wären die Kosten für Ermittlung der Ausfallarbeit und deren Abrechnung nicht angefallen. Auch in Fällen, in denen das Gesetz einen Aufwendungsersatz vorsieht (siehe z.B. § 670 BGB), kann der Begriff der Aufwendungen nach der Rechtsprechung auch zur Ermittlung von Schäden erforderliche Gutachterkosten umfassen (siehe nur OLG Hamm, Beschl. v. 7.12.1992, 15 W 240/91, OLGZ 1994, 22). Als zusätzliche Aufwendungen müssten auch gesehen werden, wenn der Anlagenbetreiber auch Regelenergie anbietet und dies durch die Einspeisemanagementmaßnahme nicht mehr notwendig ist.

Zur Ziff. 2.4.1.1 Leitfaden-E: Entgangene Einnahmen

Die Aussage, dass die Schadenminderungspflicht dazu anhält, die „entgangenen Einnahmen“ so gering wie möglich zu halten, erscheint 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 erscheint klärungsbedürftig.

Daher sollte eine Streichung erster Absatz Ziffer 2.4.1.1 vorgenommen werden.

Berücksichtigung des Selbstbehaltes bei Anlagen mit Inbetriebnahme nach dem 01.01.2012:

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 der Ansicht der BNetzA 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).

Zu Ziff. 2.4.1.3 Leitfaden-E: Ersparte Aufwendungen

Die Ansicht der BNetzA, dass der Anlagenbetreiber die Darlegungs- und Beweislast trage, 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.

Zu Ziff. 2.4.2 Leitfaden-E: EE-Anlagen in der Direktvermarktung

Seite 36, letzter Absatz: *„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.“*

Richtig ist stattdessen, dass bei der Berechnung der entgangenen Einnahmen infolge einer Einspeisemanagement-Maßnahme neben der Marktprämie stets auch der Marktwert zu berücksichtigen ist, der mit dem Strom ohne Einspeisemanagement Erlöst worden wäre. Dies ergibt sich klar aus dem Gesetzeswortlaut, der sämtliche entgangenen Einnahmen erfasst, zu denen bei der Direktvermarktung neben der Marktprämie stets auch der Marktwert gehört. Es sollten daher wie bisher „95% der entgangenen Einnahmen“ (EEG §15) entschädigt werden, d.h. im Falle der Direktvermarktung mit Marktprämie 95% der dem Anlagenbetreiber entgangenen Einnahmen aus Marktprämie und Marktwert.

Das ganze Kapitel ist aus unserer Sicht dahingehend zu fassen, dass der Anlagenbetreiber so gestellt werden muss, wie er stünde, wenn keine Einspeisemanagement-Maßnahme stattgefunden hätte. Das ist bei den Ausführungen der BNetzA nicht der Fall. Die Aussage, dass Verkaufserlöse aus der Direktvermarktung unabhängig von der Einspeisemanagement-Maßnahme erzielt werden können, ist sachlich falsch. Deshalb muss weiterhin der Grundsatz gelten, dass als entgangene Einnahme die Marktprämie und der Marktwert (also in Summe der Anzulegende Wert) anzusetzen ist.

Zu Ziff. 2.4.2.1 Leitfaden-E: Bilanzieller Ausgleich

Im Falle eines Engpasses sollte Abhilfe durch einen bilanziellen Ausgleich durch den Netzbetreiber und nicht durch den Anlagenbetreiber bzw. Direktvermarkter geschaffen werden. (Leitfaden-E, Ziff. 2.4.2.1, S. 38 f.)

Dadurch entstehen dem Direktvermarkter keine zusätzlichen und ersparten Aufwendungen durch Bilanzkreisabweichungen – ein Schaden, für den eine Entschädigung zu regeln wäre, würde gar nicht erst entstehen. Dadurch wird der administrative Aufwand beim Anlagenbetreiber minimiert.

Die Netzbetreiber sind am besten dazu geeignet, den von der BNetzA im Leitfaden-E vorgesehenen bilanziellen und energetischen Ausgleich bei Einspeisemanagementmaßnahmen durchzuführen. Nach § 13 Abs. 2 EnWG haben die Netzbetreiber Maßnahmen zum sicheren und zuverlässigen Betrieb des Netzes zu ergreifen. Dies schließt aber nicht aus, dass die Netzbetreiber bei ihren Maßnahmen ebenfalls die Auswirkungen auf die Bilanzkreise berücksichtigen. Vielmehr entspricht es der Pflicht der Netzbetreiber zur Schadensminimierung, wenn sie ihre Maßnahmen so auswählen und ausgestalten, dass dabei auch in den Bilanzkreisen möglichst geringe Verzerrungen auftreten – immer vorausgesetzt natürlich, dass die Maßnahmen zur Sicherung des Netzbetriebs geeignet sind. Ein für Anlagenbetreiber kostenneutraler Bilanzkreisausgleich durch den Netzbetreiber und die damit verbundene Begrenzung des Ausgleichsrisikos würde auch dem Gedanken des § 15 Abs. 1 EEG Rechnung tragen, dem zufolge Anlagenbetreiber von EE-Anlagen abweichend von § 13 Abs. 4 EnWG eine Entschädigung erhalten sollen (so auch Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl. 2015, § 13 Rn. 172).

Die Anlagenbetreiber und Direktvermarktungsunternehmen sind hingegen schon aufgrund mangelnder Informationen nicht gleichermaßen in der Lage, bei Einspeisemanagement-Maßnahmen für einen bilanziellen Ausgleich zu sorgen. Nur die ÜNB verfügen sowohl über die Informationen hinsichtlich der Netzengpässe als auch über die Informationen zu den Bilanzkreisverpflichtungen. Die Anlagenbetreiber/Direktvermarktungsunternehmen hingegen werden in aller Regel nicht oder nur sehr kurzfristig über Einspeisemanagementmaßnahmen informiert. Mangels Kenntnis der Engpasssituation können sie auch nicht beurteilen, durch welche Gegenmaßnahmen der Netzengpass bewirtschaftet oder verstärkt werden kann. Schlimmstenfalls könnten Gegenmaßnahmen der Anlagenbetreiber/ Direktvermarktungsunternehmen zur Ausgeglichenheit ihrer Bilanzkreise den Netzengpass verstärken. Daher sollte der bilanzielle und energetische Ausgleich bei Einspeisemanagementmaßnahmen ausschließlich von den Netzbetreibern durchgeführt werden (so auch Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl. 2015, § 13 Rn. 169).“

Vgl. hierzu die Kommentierung bei Britz/Hellermann/Hermes:

Ob die Abregelung von EE- und KWK-Anlagen per Einspeisemanagement erhöhte Ausgleichsenergie Risiken für den Anlagenbetreiber bzw. für den Bilanzkreisverantwortlichen, dessen Bilanzkreis die Einspeisung zugeordnet ist, (bei Direktvermarktung: Anlagenbetreiber bzw. häufig Direktvermarktungsunternehmen; bei fester Einspeisevergütung: Netzbetreiber) mit sich bringt, hängt insbesondere von noch nicht abschließend geklärten Fragen ab, wer auf welche Weise für den bilanziellen Ausgleich der abgeregelten Mengen Verantwortung trägt. Bei rechtzeitiger Kenntnis über Einspeisemanagement-Abregelungen kämen als ein denkbare Ansatz grundsätzlich auch **eigene Maßnahmen des EE-Anlagenbetreibers bzw. des Bilanzkreisverantwortlichen** in Betracht, um den unterspeisten Bilanzkreis z. B. durch einen kurzfristigen Kauf von Ersatzmengen oder durch eine Kürzung der eigenen Liefermengen auszugleichen. Eine zusätzliche Belas-

tung des Netzengpasses durch das Hochfahren von anderen Erzeugungsanlagen auf der ohnehin überlasteten Engpassseite muss allerdings zuverlässig ausgeschlossen werden, um die Wirksamkeit der Systemsicherheitsmaßnahme nicht zu unterlaufen. Ein engpassverträglicher Ausgleich könnte daher wohl zuverlässiger durch den alternativ denkbaren Ansatz eines **aktiven energetischen und bilanziellen Ausgleichs der Netzbetreiber wie beim Redispatch** sichergestellt werden.

Randnummer 170 Soweit die abgeregelten Strommengen hingegen nicht anderweitig ausgeglichen werden, erfolgt der energetische Ausgleich zwangsläufig und automatisch über den Regelenergieeinsatz der Übertragungsnetzbetreiber. Ein infolge der Abregelung unterdeckter Bilanzkreis des EE-Anlagenbetreibers bzw. Bilanzkreisverantwortlichen wird dann letztlich durch die Inanspruchnahme von **Ausgleichsenergie mittelbar bilanziell ausgeglichen** und muss vom Bilanzkreisverantwortlichen entsprechend über die nicht ruhend gestellten Ausgleichsenergiepreise bezahlt werden (vgl. zu den Rechtsfolgen nach § 13 IV, Rn. 124ff.). Es können sich dann weiterführende Fragen stellen, ob und unter welchen konkreten Umständen die Einspeisemanagement-Entschädigung nach § 15 I EEG kausal abgrenzbare Ausgleichsenergiekosten des Anlagenbetreibers oder gar eines dritten Bilanzkreisverantwortlichen als „zusätzliche Aufwendungen“ mit abdecken kann.

Randnummer 171 Welcher der skizzierten Grundansätze vorzugswürdig ist, ist noch nicht abschließend geklärt und Gegenstand eines laufenden Festlegungsverfahrens der Bundesnetzagentur (*BNetzA*, Festlegungsverfahren zur bilanziellen und energetischen Behandlung von Einspeisemanagementmaßnahmen, Beschlusskammer 6 – BK6-13-049). Nach den im Festlegungsverfahren konsultierten „Eckpunkten eines Zielmodells“ wird der Ansatz favorisiert, nach dem die durch Einspeisemanagement abgeregelten Strommengen **von den Netzbetreibern aktiv energetisch ausgeglichen** werden. Der gezielte bilanzielle Ausgleich zugunsten der betroffenen Bilanzkreise soll demnach durch Ausgleichsfahrpläne der Netzbetreiber erfolgen (*BNetzA*, zur Konsultation gestelltes Eckpunktepapier zum Zielmodell für das Festlegungsverfahren v. 25.9.2013 – BK6-13-049, Ziff. 3, 4 und 5).

Randnummer 172 Der Grundansatz des konsultierten Zielmodells erscheint gut nachvollziehbar. Es ist kein sachlicher Grund ersichtlich, warum die Betreiber einspeisebevorrechtigter EE- und KWK-Anlagen bei engpassbedingten Einspeisemanagement-Abregelungen trotz der vorgesehenen Entschädigung hinsichtlich der Ausgleichsenergieerisiken sogar deutlich schlechter gestellt werden sollten als die Betreiber konventioneller Anlagen nach ihrem gesetzlichen Schuldverhältnis (§ 13 I Nr. 2, Ia). Dass die Betreiber von EE-Anlagen nach § 15 I 1 EEG bei Einspeisemanagement-Maßnahmen „abweichend von § 13 Abs. 4“ EnWG in den Genuss einer Entschädigung kommen sollen, spricht ebenfalls dafür, ihre Ausgleichsenergieerisiken infolge der Abregelung angemessen zu begrenzen.

Randnummer 173 Die Betreiber von EE- und KWK-Anlagen würden nach dem Ansatz des Zielmodells bilanziell weitgehend so gestellt wie die Betreiber konventioneller Kraftwerke, welche in dem Regelfall marktbezogener Redispatch-Maßnahmen durch Fahrplan-Lieferungen der Netzbetreiber einen gleichwertigen bilanziellen Ausgleich für ihre abgeregelten Strommengen erhalten (s. o. Rn. 46). Im Unterschied zu den konventionellen Kraftwerksbetreibern stellt allerdings für die EE- und Anlagenbetreiber selbst ein aktiver bilanzieller Ausgleich durch die Netzbetreiber **keinen vollkommen gleichwertigen Ersatz** dar. Denn für den über Ausgleichsfahrpläne vom Netzbetreiber gelieferten Strom können die Betreiber **keine Förderansprüche** nach § 19 EEG bzw. nach dem KWKG geltend machen; es handelt sich nicht um EE- bzw. KWK-Strom aus ihren Anlagen (vgl. auch *BNetzA*, zur Konsultation gestelltes Eckpunktepapier zum Zielmodell für das Festlegungsverfahren vom 25.9.2013 – BK6-13-049, Ziff. 5, Sätze 3 und 4). Der Großteil der dadurch entgehenden Fördereinnahmen kann durch die Einspeisemanagement-Entschädigung nach § 15 EEG kompensiert werden. Ihr oben dargestelltes Erlörisiko in Höhe des Einspeisemanagement-Selbstbehalts bliebe allerdings bestehen (vgl. oben Rn. 163ff.). Die zusätzlichen Ausgleichsenergieerisiken durch infolge der Abregelung unterspeiste Bilanzkreise könnten durch einen aktiven bilanziellen Ausgleich der Netzbetreiber hingegen vermieden werden.

Randnummer 174 Das im Festlegungsverfahren konsultierte Zielmodell eines aktiven bilanziellen Ausgleichs durch die Netzbetreiber entspricht allerdings **noch nicht der gängigen gegenwärtigen Praxis**. Derzeit findet ein bilanzieller Ausgleich bei Einspeisemanagement-Maßnahmen in der Regel wohl nur indirekt über die Regel- und Ausgleichsenergie statt (zur aktuellen Praxis beim Einspeisemanagement vgl. *Consentec*, Physikalische und bilanzielle Auswirkungen von Einspeisemanagement-Maßnahmen, Gutachten im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber v. 26.4.2013, S. 1 und 2).

Zu Ziff. 2.4.2.2 Leitfaden-E: Bilanzieller Ausgleich durch Anlagenbetreiber oder Direktvermarktungsunternehmen

Seite 39, letzter Absatz: Gemäß § 14 (2) hat die Unterrichtung „spätestens am Vortag, ansonsten unverzüglich“ zu erfolgen. Hier ist klarzustellen, dass die Verpflichtung zur Meldung auch besteht, wenn die Durchführung der Maßnahme am Vortag noch nicht vorhersehbar war. Ein Aussetzen der Unterrichtungspflicht am gleichen Tag würde diesen Gesetzesartikel größtenteils aushöhlen, da sich Netzbetreiber zurzeit, wenn überhaupt, nur vereinzelt in der Lage sehen Abregelungen am Vortag vorherzusehen.

Berlin, den 31. August 2017

Gez.:

Uwe Knickrehm, Geschäftsführer der Arbeitsgemeinschaft Offshore-Windenergie e.V. (AGOW)

Ansprechpartner:

Tim Bruns
Arbeitsgemeinschaft Offshore-Windenergie e.V.
Schiffbauerdamm 19
10117 Berlin
tim.bruns@agow.eu