

Energie-Info

Fragen und Antworten zur Fernsteuerbarkeit nach § 36 EEG 2014

Berlin, 29. Mai 2015



Fragen und Antworten zur Fernsteuerbarkeit nach § 36 EEG 2014

Die vorliegende Energie-Info stellt eine der zentralen Voraussetzungen für die geförderte Direktvermarktung vor: Die Fernsteuerbarkeit der EEG-Anlagen nach § 36 EEG 2014. Für alle EEG-Anlagen, die sich in der geförderten Direktvermarktung („Marktprämienmodell“) befinden, sehen § 34-36 EEG 2014 erstmals verpflichtend die „Fernsteuerbarkeit“ dieser Anlagen für eine bedarfsgerechte Stromeinspeisung vor. Für Bestandsanlagen, also Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. August 2014, gilt dies seit dem 1. April 2015.

Vorgänger der Regelung zur Fernsteuerbarkeit war die zum 1. August 2014 aufgehobene „Verordnung über die Höhe der Managementprämie für Strom aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie (Managementprämienverordnung - MaPrV)“, die für fernsteuerbare EEG-Anlagen eine erhöhte Managementprämie vorsah. Der BDEW hat in zwei Auflagen [Hinweise zur Auslegung der MaPrV](#) und damit zu den Anforderungen an die Fernsteuerbarkeit veröffentlicht, die in der vorliegenden Energie-Info aufgegriffen und für das EEG 2014 weiterentwickelt werden. Weitere Anforderungen an die geförderte Direktvermarktung beschreibt die [Anwendungshilfe zu den wesentlichen Änderungen des EEG 2014](#).

Die „Fragen und Antworten zur Fernsteuerbarkeit nach § 36 EEG 2014“ stellen die gesetzliche Regelung vor (unter **1**) und beantworten Einzelfragen zu den Anforderungen an technische Einrichtungen, die die „Fernsteuerbarkeit“ gewährleisten sollen. Die Art der Regelung, der Ort der Anbringung, die Berechtigung zur Fernsteuerung und die Nachweisführung werden unter **2** dargestellt. Die messtechnischen Anforderungen, die sich aufgrund des § 36 Abs. 2 EEG 2014 ergeben („intelligente Messsysteme“) werden unter **3** behandelt. Thema des Abschnitts **4** ist der Vorrang des Einspeisemanagements durch den Netzbetreiber vor der marktorientierten Steuerung durch den Direktvermarktungsunternehmer. Der Wortlaut der gesamten Regelung ist im Anhang (unter **5**) abgebildet.

Diese Energie-Info sowie die weiteren BDEW-Anwendungshilfen zum EEG 2014, 2012 und 2009 hat der BDEW-Fachausschuss „Rechtsfragen EEG und KWK-G“ erarbeitet, der vor allem aus Juristen verschiedener Mitgliedsunternehmen aller Wertschöpfungsstufen zusammengesetzt ist.



Eine Übersicht aller BDEW-Anwendungshilfen zum EEG 2014, 2012 und 2009 ist auf der letzten Seite dieser Energie-Info aufgeführt. Alle Anwendungshilfen sind außerdem verfügbar unter www.bdew.de im geschlossenen Mitgliederbereich unter „Energie / Recht / EEG und KWK-G / Fragen und Antworten zum EEG“.

Ansprechpartner:

Constanze Hartmann, LL.M.
Tel.: +49 30 300199 - 1525
constanze.hartmann@bdew.de

Inhaltsverzeichnis

Die „Fragen und Antworten zur Fernsteuerbarkeit nach § 36 EEG 2014“ sind zur leichteren Lesbarkeit in folgende Themenkomplexe gegliedert:

1 Fernsteuerbarkeit als Voraussetzung für die Marktprämie.....	4
2 Einzelfragen zu technischen Einrichtungen nach § 36 Abs. 1 EEG 2014	5
2.1 Welche Einrichtungen sind zur Abrufung der Ist-Einspeisung erforderlich?.....	5
2.2 Wie bzw. in welchen Stufen müssen Anlagen geregelt werden können?	6
2.3 Sind nach § 36 Abs. 1 EEG 2014 auch betriebliche Lösungen möglich?	7
2.4 Wo sind technische Einrichtungen anzubringen?.....	8
2.5 Können dieselben technischen Einrichtungen nach § 9 EEG 2014 auch im Rahmen der Fernsteuerung durch den Direktvermarktungsunternehmer nach § 36 Abs. 1 EEG 2014 genutzt werden?	9
2.6 Ist der Netzbetreiber und/oder der Messstellenbetreiber verpflichtet, dem Dritten zu bereits vorhandenen technischen Einrichtungen Zugang zu gewähren?.....	10
2.7 Wer ist steuerungsberechtigt? Kann der Anlagenbetreiber die Anlage auch selbst regeln?	11
2.8 Kann die Marktprämie auch untermonatlich geltend gemacht werden? Ist eine kalendermonatliche Berechnung der Marktprämie nach Viertelstunden angezeigt?.....	13
2.9 Wie/ bis wann muss die Fernsteuerbarkeit für den Erhalt der Marktprämie nachgewiesen werden?	15
3 Messtechnische Anforderungen nach § 36 Abs. 2 EEG 2014.....	16
3.1 Anforderungen des § 36 Abs. 2 EEG 2014: Grundregel.....	17
3.2 „Austauschpflicht“ von Messsystemen und Bestandsschutz nach § 21e Abs. 5 EnWG..	19
3.3 Übergangsregel: Einbau von Messsystemen technisch nicht möglich.....	20
3.4 Entsprechende Geltung der Übergangsregel für andere EEG-Anlagen.....	20
3.5 Verpflichtete nach § 36 Abs. 2 EEG 2014	21
3.6 Rechtsfolge von Verstößen gegen § 36 Abs. 2 EEG 2014.....	21
4 Vorrang des Einspeisemanagements nach § 36 Abs. 3 EEG 2014.....	22
5 Anhang: Wortlaut des § 36 EEG 2014.....	23

1 Fernsteuerbarkeit als Voraussetzung für die Marktprämie

Für Strom aus Anlagen, die sich in der geförderten Direktvermarktung befinden, können Anlagenbetreiber einen Anspruch auf die Marktprämie u.a. nur dann geltend machen wenn die Anlage „fernsteuerbar im Sinne von § 36 Abs. 1“ EEG 2014 ist (vgl. § 35 Satz 1 Nr. 2 EEG 2014). Der Wortlaut der gesamten Regelung findet sich unter 5.

Die Fernsteuerbarkeit von Anlagen durch den Direktvermarktungsunternehmer oder den Dritten, an den der Strom veräußert wird, ist im EEG 2014 nunmehr obligatorisch (§ 35 Satz 1 Nr. 2 i.V. mit § 36 EEG 2014). Die Managementprämienverordnung wurde in diesem Zuge aufgehoben. Diese regelte die Höhe der Managementprämie als Teil der Marktprämie und gewährte volatilen Einspeisern eine erhöhte Managementprämie, wenn eine entsprechende Fernsteuerung möglich war.

Anlagenbetreiber haben nach § 36 EEG 2014 zwingend **technische Einrichtungen zur Ab-rufung der Ist-Einspeisung (in der Regel RLM-Messungen) und ferngesteuerten Redu-zierung der Einspeiseleistung** vorzuhalten. Zudem müssen sie dem Direktvermarktungs-unternehmer (oder einem Dritten, an den der Strom veräußert wird), die **Befugnis einräumen**, jederzeit die Einspeiseleistung ferngesteuert in einem Umfang zu reduzieren, der für eine bedarfsgerechte Einspeisung des Stroms erforderlich und nicht nach den genehmigungs-rechtlichen Vorgaben ausgeschlossen ist. Diese Beschränkung ist darauf zurückzuführen, dass eine Fernsteuerung insbesondere von Wasserkraftanlagen häufig aufgrund wasserwirt-schaftlicher Vorgaben nur in eingeschränktem Umfang möglich ist. Gleichwohl sind diese Anlagen nach § 36 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2014 mit entsprechenden technischen Einrichtungen auszurüsten.¹

Nach dem EEG 2014 ist die Fernsteuerbarkeit der Anlage zwar Voraussetzung für die Zah-lung der Marktprämie. Die Voraussetzung der Fernsteuerbarkeit nach § 36 EEG 2014 muss aber nicht vor dem Beginn des zweiten auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Kalen-dermonats erfüllt sein (§ 35 Satz 2 EEG 2014). Eine EEG-Anlage kann daher bereits mit ihrer Inbetriebnahme in die verpflichtende Direktvermarktung mit Marktprämie gehen. Im ersten Monat nach Inbetriebnahme besteht der Anspruch auf die Marktprämie dann auch ohne Nachweis der Fernsteuerbarkeit.²

Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. August 2014, die sich in der geförderten Direktvermarktung befinden, müssen seit dem 1. April 2015 zwingend mit entsprechenden technischen Einrichtungen ausgerüstet sein (vgl. § 100 Abs. 1 Nr. 5 EEG 2014).

¹ Hinweis: Eine entsprechende Einschränkung für die technischen Vorgaben nach § 9 EEG 2014 und das Einspeisemanagement nach § 14 EEG 2014 besteht nicht.

² BT-Drs. 18/1891, Begr. Beschlussempfehlung, S. 195 zu § 35.

2 Einzelfragen zu technischen Einrichtungen nach § 36 Abs. 1 EEG 2014

Anforderungen an technische Einrichtungen

2.1 Welche Einrichtungen sind zur Abrufung der Ist-Einspeisung erforderlich?

Zu der Anforderung „fernsteuerbar“ nach § 35 Nr. 2 EEG 2014 gehört auch, dass der Anlagenbetreiber die technischen Einrichtungen vorhält, die erforderlich sind, damit ein Direktvermarktungsunternehmer oder eine andere Person, an die der Strom veräußert wird, jederzeit die **Ist-Einspeisung abrufen** kann und dazu vom Anlagenbetreiber auch die Befugnis erhält (§ 36 Abs. Satz 1 Nr. 1 a) und Nr. 2 a) EEG 2014).

Die Abrufung der Ist-Einspeisung muss jedenfalls dann über eine viertelstündliche Leistungsmessung, die auch der Bilanzierung zu Grunde gelegt wird, erfolgen, wenn die EEG-Anlagen nicht ohnehin entsprechend gemessen und bilanziert werden.

Die noch im EEG 2012³ ausdrücklich vorgesehene Anforderung einer ¼-stündlichen Leistungsmessung und Bilanzierung im Rahmen der Direktvermarktung wird in § 35 EEG 2014 nicht mehr ausdrücklich genannt. Vielmehr wird dies als energiewirtschaftliche Praxis für die Begrifflichkeit „Ist-Einspeisung“ stillschweigend vorausgesetzt.⁴ Diese Voraussetzung ergibt sich darüber hinaus zum einen aus § 20 EnWG i.V. mit § 3 Abs. 2 und § 4 Abs. 3 StromNZV, wonach der für die Netznutzung eingespeiste Strom in entsprechende Bilanzkreise eingestellt werden muss, was – wenn keine anwendbaren synthetischen Einspeisungsprofile existieren – nur durch eine Lastgangmessung erfolgen kann. Bei der anteiligen Direktvermarktung ergibt sich die Notwendigkeit einer ¼-stündlichen Leistungsmessung darüber hinaus aus § 20 Abs. 2 Satz 2 EEG 2014, wonach die Prozentsätze jederzeit nachweislich einzuhalten sind. Die Begründung des Fraktionsentwurfs zum EEG 2012 führte dazu aus, dass sich die Prozentwerte auf die jeweils messtechnisch erfassten ¼-stündlichen Leistungsmittelwerte der tatsächlichen Einspeisung beziehen.⁵

Auch die Begründung zum „Entwurf eines zweiten Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“, das u.a. die anteilige Direktvermarktung bei mehreren gemeinsam gemessenen Anlagen sanktionslos ermöglichen soll, geht selbstverständlich von einer Pflicht zur Leistungsmessung bei direkt vermarkteten Anlagen aus:⁶

*„Die direkt vermarktete Ist-Einspeisung der Anlage muss **auch**⁷ bei der nur anteiligen Direktvermarktung in viertelstündlicher Auflösung gemessen und bilanziert werden.“*

³ § 33c Abs. 2 Nr. 3 EEG 2012.

⁴ Vgl. bereits die amtliche Begründung zu § 6 Nr. 1b) EEG 2009, BT-Drs. 16/8148, S. 42 f.

⁵ BT-Drs. 17/6071, S. 80.

⁶ Fraktionsentwurf vom 21. April 2015, BT-Drs. 18/4681, S. 8 zu Art. 1 Nr. 1 a) (Streichung des § 25 Abs. 2 Nr. 3 EEG 2014). Den Fraktionsentwurf hat der Bundestag am 21. Mai 2015 nach zweiter und dritter Beratung angenommen.

⁷ Herv. durch BDEW.

Nach § 36 EEG 2014 ist die Abrufung der Ist-Einspeisung für EEG-Anlagen in der geförderten Direktvermarktung bei Abrufung durch den Direktvermarktungsunternehmer zwingend erforderlich. Darüber hinaus ist es zur ordnungsgemäßen Bewirtschaftung des Bilanzkreises,⁸ für die der Direktvermarktungsunternehmer in der Regel als Bilanzkreisverantwortlicher zuständig sein wird, erforderlich, dass die viertelstündlichen Daten nicht nur für die Prognose, sondern über die Messung und Bilanzierung auch dem Verteilnetzbetreiber bekannt sind.

Sofern die Anlagen nicht ohnehin RLM-gemessen sind, ist daher im Rahmen von § 36 EEG 2014 eine ¼-stündliche Leistungsmessung (i.d.R. RLM-Messung) erforderlich, um die Strommengen korrekt bilanzieren zu können. Für Anlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2016 korrespondiert diese Voraussetzung im Rahmen der verpflichtenden Direktvermarktung von der Leistungsgrenze her (über 100 kW) mit den Vorgaben für technische Einrichtungen nach § 9 Abs. 1 EEG 2014.

2.2 Wie bzw. in welchen Stufen müssen Anlagen geregelt werden können?

§ 36 EEG 2014 gibt nicht ausdrücklich vor, in welcher Feinabstufung Anlagen fernzusteuern/abzuregeln sind.

Grds. muss zumindest eine Reduzierung der Einspeiseleistung auf null möglich sein. Eine stufenweise Regelung erfüllt die Voraussetzungen des § 36 EEG 2014 ebenfalls, ergibt sich aber nicht zwingend aus den Anforderungen des § 36 EEG 2014. Auch Anlagen, bei denen allein eine Steuerung 100 Prozent/ Null möglich ist, erfüllen daher die Anforderungen des § 36 EEG 2014.

Der Anlagenbetreiber hat dem Direktvermarktungsunternehmer (oder der dritten Person) die Befugnis einzuräumen, die Einspeiseleistung ferngesteuert in einem Umfang zu reduzieren, der für eine bedarfsgerechte Einspeisung erforderlich ist (§ 36 Abs. 1 Nr. 2 b) EEG 2014). Danach muss sich die Fernsteuerung am Bedarf orientieren können. Nach der Begründung des Regierungsentwurfs zur Managementprämienverordnung orientiert sich der Umfang der bedarfsgerechten Einspeisung „insbesondere an den Preissignalen des Strommarktes.“⁹ Weiter heißt es:

„Die Fernsteuerung der Anlage durch die jeweiligen dritten Personen, insbesondere durch Direktvermarktungsdienstleister, erlaubt es diesen, die Strombereitstellung aus einer fernsteuerbaren Anlage bedarfsorientiert zu steuern, um die Stromeinspeisung zu Zeiten höherer Stromnachfrage erhöhen und zu Zeiten geringerer Stromnachfrage, insbesondere auch beim Auftreten negativer Strombörse¹⁰ am Spotmarkt, drosseln zu können.“¹¹

⁸ § 4 Abs. 2 Satz 2 StromNZV: Der Bilanzkreisverantwortliche ist verantwortlich für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisungen und Entnahmen in einem Bilanzkreis in jeder Viertelstunde und übernimmt als Schnittstelle zwischen Netznutzern und Betreibern von Übertragungsnetzen die wirtschaftliche Verantwortung für Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen eines Bilanzkreises.

⁹ BT-Drs. 17/10571, S. 15 zu § 3 Abs. 1 MaPrV, der insoweit deckungsgleich mit § 36 Abs. 1 EEG 2014 ist.

¹⁰ Hinweise BDEW: Gemeint ist wohl „Strompreise“.

¹¹ BT-Drs. 17/10571, S. 15 zu § 3 Abs. 1 MaPrV.

Demnach ist zumindest eine Reduzierung der Einspeiseleistung auf null grundsätzlich durch Fernsteuerungstechniken zu leisten, um auf negative Strombörsenpreise reagieren zu können. Obwohl auch eine Erhöhung der Einspeiseleistung vorgesehen ist, dürfte sich das zwingende Erfordernis einer stufenweisen Regelung – und nicht nur einer Regelung Null/ 100 Prozent – nicht aus § 36 EEG 2014 ergeben. Denn der Wortlaut des § 36 Abs. 1 EEG 2014 spricht nur von der Reduzierung der Einspeiseleistung. Zu beachten ist auch, dass eine direkte Orientierung an den Strompreisen eigentlich eine stufenlose Regelung erforderlich machen würde, für die sich wiederum im Wortlaut kein Anhaltspunkt findet. Dies spräche dafür, dass auch eine Stufenregelung nicht gefordert werden könnte.

Darüber hinaus entspricht die Regelung der Vorgängervorschrift der MaPrV. In der Begründung zur MaPrV hatte der Ordnungsgeber seinerzeit darauf hingewiesen, dass bestehende technische Einrichtungen zum Einspeisemanagement nach § 6 Abs. 1 EEG 2012 grds. genutzt werden können.¹² Diese technischen Einrichtungen ermöglichen in der Regel aber auch nur eine stufenweise Regelung durch den Netzbetreiber, die in einfachen Fällen durch Abschaltung der Anlage bei Empfang des Signals zum teilweisen Herunterregeln ersetzt wird.

Weitere Vorgaben hinsichtlich der Fernsteuerung lassen sich § 36 EEG 2014 nicht entnehmen.¹³ Ob es vom Sinn und Zweck der bedarfsorientierten Steuerung her vertretbar ist, sich für die Frage, ob und wie feinabgestimmt eine Fernsteuerung erfolgen muss, auf die Größe der Anlage zu beziehen – so wie bei den technischen Einrichtungen im Rahmen des Einspeisemanagements – ist fraglich (siehe dazu zu die BDEW-[„Fragen und Antworten zum EEG 2012 – Ausgabe „Einspeisemanagement“, 2. Aufl.“](#), unter E). Denn anders als beim Einspeisemanagement kommt es nicht auf die Gewährleistung der Netz- und Systemstabilität und damit die Netzdienlichkeit der jeweiligen Anlage für das jeweilige Netzgebiet an, sondern auf die Reaktion auf bundesweit einheitliche Strompreise.



Zu beachten ist aber, dass eine EEG-Anlage nach einer ferngesteuerten Reduzierung auf null ggf. nur unter Gefahren wieder hochgefahren werden kann (Bsp.: BHKW). Sollte die technische Sicherheit durch die ferngesteuerte Wiedereinschaltung etwa eines BHKW nicht gesichert sein, darf sie nicht erfolgen. Daher kann der Anlagenbetreiber die Befugnis des Direktvermarktungsunternehmers, die Anlage nach ferngesteuerter Reduzierung der Einspeiseleistung wieder hochzufahren, entsprechend – vertraglich – einschränken.

2.3 Sind nach § 36 Abs. 1 EEG 2014 auch betriebliche Lösungen möglich?

Im Rahmen von § 36 Abs. 1 EEG 2014 sind betriebliche Lösungen nicht möglich. Es gilt aber die Auslegung zu § 6 Abs. 1 EEG 2012, wonach eine Regelung über eine ständig verfügbare Leitwarte (24/7) auch als technische Einrichtung für die ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung gilt, wenn die automatisierte Übertragung eines Signals des Netzbetreibers

¹² BT-Drs. 17/10571, S. 15 zu § 3 MaPrV. Der Netzbetreiber ist allerdings nicht verpflichtet, der Mitbenutzung durch einen Dritten zuzustimmen (siehe unter 2.6).

¹³ Eine weitergehende Vereinbarung zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarktungsunternehmer ist insoweit nicht ausgeschlossen, jedoch nicht erforderlich, um die Vorgabe des § 36 Abs.1 Satz 1 EEG 2014 zu erfüllen.

in die Leitwarte sichergestellt ist und auf dieser Basis das Personal der Leitwarte die Leistung der Anlage reduziert.¹⁴ Diese Regelung wurde unverändert in § 9 EEG 2014 fortgeführt.

Als technische Einrichtungen nach § 36 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2014 kommen derzeit dementsprechend Fernwirktechnik, Funkrundsteuerempfänger und eine 24/7-Leitwarten-Lösung in Frage.

Da § 36 EEG 2014 hinsichtlich der Beschreibung der technischen Einrichtungen § 9 EEG 2014 entspricht, darf sich auch der Direktvermarktungsunternehmer dieser Leitwartenlösung bedienen. Der gesetzliche Vorrang des Einspeisemanagements nach § 36 Abs. 3 EEG 2014 ist dabei zu beachten. Hierzu empfiehlt sich eine Klarstellung in der Zugriffsvereinbarung zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarktungsunternehmer. Es ist aber nicht ersichtlich, dass aufgrund eines möglichen Konflikts, der nur bei gesetzwidrigem Verhalten des Anlagenbetreibers auftritt und auch bei einer Programmierung der Vorrangregelung nicht ausgeschlossen werden kann, zwar der Netzbetreiber eine ständig verfügbare Leitwarte als technische Einrichtung nutzen darf, nicht aber der Direktvermarktungsunternehmer.

Für eine ausführliche Begründung dieses Ergebnisses wird auf die [Hinweise zur Auslegung der MaPrV](#) (2. Aufl.) verwiesen (unter 6.1).

Zukünftig wird die Fernsteuerbarkeit – also Abrufung der Ist-Einspeisung und ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung – auch über intelligente Messsysteme nach dem EnWG möglich sein (s. dazu auch unter 3).

2.4 Wo sind technische Einrichtungen anzubringen?

Die technischen Einrichtungen nach § 36 EEG 2014 können sowohl an der Anlage/ den Anlagen direkt als auch am Netzverknüpfungspunkt angebracht werden.

Dies ergibt sich aus folgenden Überlegungen:

Das EEG 2014 regelt nicht ausdrücklich, wo die technischen Einrichtungen nach § 36 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2014 anzubringen sind. Vom Wortlaut her ist die „Einspeiseleistung“ zu reduzieren, weshalb es nahe liegt, auf die Reduzierung der tatsächlich ins Netz eingespeisten Leistung – im Gegensatz zur Erzeugungsleistung – abzustellen. Systematisch spricht auch § 36 Abs. 1 Satz 2 EEG 2014 dafür, dass es für die Einspeiseleistung auf den Netzverknüpfungspunkt ankommt. Denn danach ist die Pflicht des Anlagenbetreibers auch dann erfüllt,

„wenn für mehrere Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, gemeinsame technische Einrichtungen vorgehalten werden, mit der der Direktvermarktungsunternehmer oder die andere Person jederzeit die gesamte Ist-Einspeisung der Anlage abrufen und die gesamte Einspeiseleistung der Anlagen ferngesteuert reduzieren kann.“

Mehrere Anlagen können demnach gemeinsam gemessen und gesteuert werden und zwar am Netzverknüpfungspunkt. So vertritt auch die Clearingstelle EEG in ihrem Hinweis 2013/13 im Rahmen von § 6 EEG 2009/2012 die Auffassung, dass „Einspeiseleistung“ nur die Leis-

¹⁴ Begr. des Fraktionsentwurfs zum EEG 2012, BT-Drs. 17/6071, S. 62 f.

tung bei der Einspeisung am Netzverknüpfungspunkt meint. Die Bundesnetzagentur vertritt hierzu die abweichende Ansicht, dass auch die Einspeisung in eine Kundenanlage „Einspeisung“ sein könne und demnach die „Einspeiseleistung“ die Erzeugungsleistung darstelle.¹⁵

Eine einheitliche Auffassung zu diesem Begriff besteht demnach in der Branche zwar nicht.

Die mehrheitliche Ansicht des Fachausschusses „Rechtsfragen EEG und KWKG“ stellt für die Anbringung von technischen Einrichtungen allerdings auf den Verknüpfungspunkt mit dem Netz ab. Hierfür wird auf die BDEW-Anwendungshilfe [„Fragen und Antworten zum EEG 2014 – Ausgabe ‚Einspeisemanagement‘“](#) unter B 1 e) verwiesen.

In der Praxis der Direktvermarktung wird aber häufig die „Ist-Erzeugung“, nicht die „Ist-Einspeisung“ gemessen. Auslöser ist in der Regel die vom Anlagenbetreiber verwendete Technik. Auch im Rahmen der Regelenergiebereitstellung, die im Rahmen der Direktvermarktung nach dem EEG 2014 möglich ist, ist ein Zugriff auf die Erzeugungsleistung erforderlich.

Nach Sinn und Zweck soll über die Fernsteuerung die bedarfsorientierte Steuerung der Anlagen gewährleistet sein. Ohne Abrufung der *Ist-Erzeugung* kann der Direktvermarktungsunternehmer aber u.U. nicht beurteilen, in welchem Umfang die konkrete Anlage zu regeln ist. Insbesondere, wenn mehrere Direktvermarktungsunternehmer auf unterschiedliche Anlagen etwa eines Windparks zugreifen wollen, bietet sich eine Anbringung direkt an den Generatoren an. Sofern die Abrufung der Ist-Einspeisung und Regelung an der Anlage selbst gleichzeitig eine bedarfsgerechte Einspeisung des Stroms am Netzverknüpfungspunkt gewährleisten kann – etwa weil zusätzliche Messeinrichtungen installiert sind, die Übertragungsverluste bekannt sind, oder kein nennenswerter weiterer Verbrauch vor Einspeisung in das Netz für die allgemeine Versorgung stattfindet – entspricht demnach auch die Installation von technischen Einrichtungen an den Anlagen selbst § 36 EEG 2014.

Dies gilt auch vor dem Hintergrund, dass § 36 Abs. 1 Satz 2 EEG 2014 den Anlagenbetreibern lediglich eine weitere Möglichkeit der Erfüllung der Verpflichtung nach Satz 1 einräumt und nicht zur Nutzung dieser Konstellation verpflichtet. Dass in diesen Fällen der Einrichtung an der Anlage der Anlagenbetreiber die etwaige Möglichkeit, lediglich die Einspeisung am Netzverknüpfungspunkt zu reduzieren, nicht nutzen kann, ist eine Konsequenz aus dem ihm eingeräumten Wahlrecht.

2.5 Können dieselben technischen Einrichtungen nach § 9 EEG 2014 auch im Rahmen der Fernsteuerung durch den Direktvermarktungsunternehmer nach § 36 Abs. 1 EEG 2014 genutzt werden?

Bestehende technische Einrichtungen, die den Anforderungen nach § 9 EEG 2014 genügen, können grundsätzlich auch im Rahmen der geförderten Direktvermarktung genutzt werden. Die Errichtung von parallelen Fernsteuerungsstrukturen erfordert § 36 EEG 2014 nicht.

Der Wortlaut der Vorschrift beschreibt mit der Formulierung „vorhalten“ lediglich, dass entsprechende Einrichtungen vorhanden sein müssen, nicht die Neuerrichtung von technischen Einrichtungen. Auch die Begründung des Fraktionsentwurfs zu § 3 Abs. 1 Managementprä-

¹⁵ Vgl. Hinweis der Clearingstelle EEG 2013/13 unter 3.5., Rn. 93 ff.

mienverordnung – insoweit inhaltsgleich mit § 36 Abs. 1 EEG 2014 – geht davon aus, dass bestehende Einrichtungen genutzt werden können:

"Es können auch bestehende technische Einrichtungen etwa zur Fernabfrage und Reduzierung der Einspeiseleistung durch den Netzbetreiber nach § 6 Absatz 1 EEG genutzt werden, soweit ein Zugriff des Dritten oder der anderen Person im Sinne der Nummer 1 gewährleistet ist."¹⁶

Zudem spricht der Sinn und Zweck von § 36 EEG 2014 nicht dagegen, bereits vorhandene technische Einrichtungen zu nutzen.

Zu beachten ist aber, dass die Anforderungen des § 36 EEG 2014 zu den unter 4. dargestellten Bedingungen einzuhalten sind (Abrufung der Ist-Einspeisung und ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung über Messsysteme bei Einbaupflicht nach § 21c EnWG).

2.6 Ist der Netzbetreiber und/oder der Messstellenbetreiber verpflichtet, dem Dritten zu bereits vorhandenen technischen Einrichtungen Zugang zu gewähren?

Auch wenn vorhandene Einrichtungen (z.B. nach § 9 EEG 2014) technisch dafür geeignet sind, dass der Anlagenbetreiber seinen Verpflichtungen im Rahmen der geförderten Direktvermarktung nachkommt, begründet § 36 EEG 2014 doch keinen Rechtsanspruch des Dritten auf Nutzung bestehender Einrichtungen, die im Eigentum des Netzbetreibers, eines Messstellenbetreibers oder anderer Personen stehen.

Das EEG 2014 sieht einen solchen Anspruch an keiner Stelle vor. Die Nutzung von technischen Einrichtungen des Messstellen- oder Netzbetreibers durch Dritte nach § 36 Abs. 1 EEG 2014 könnte lediglich vertraglich begründet werden und (bei Netzbetreibern außerhalb des regulierten Bereichs) bspw. durch ein höheres Messentgelt vertraglich abgegolten werden. Dabei hat der Netzbetreiber, auch wenn es sich nicht um eine Tätigkeit im regulierten Bereich handelt, die diskriminierungsfreie Gleichbehandlung der Kunden zu beachten.



Bei der gemeinsamen Nutzung der technischen Einrichtungen ist zudem zuvor zu klären, wie der Vorrang des Einspeisemanagements gewährleistet werden kann und wie die Regelung durch den Netzbetreiber im Rahmen des Einspeisemanagements einerseits und des Direktvermarktungsunternehmers bei marktorientierter Steuerung andererseits unterschieden werden kann. Dies ist unter anderem für eine mögliche Entschädigung relevant (Härtefallregelung nach § 15 EEG 2014 oder vertragliche Regelung zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarktungsunternehmer.)

¹⁶ BT-Drs. 17/10571, S. 15.

Berechtigung, die Ist-Einspeisung abzurufen und die Anlage zu regeln

2.7 Wer ist steuerungsberechtigt? Kann der Anlagenbetreiber die Anlage auch selbst regeln?

§ 36 Abs. 1 EEG 2014 sieht vor, dass die Abrufung der Ist-Einspeisung sowie die ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung durch den Direktvermarktungsunternehmer oder „eine andere Person, an die der Strom veräußert wird“, zu erfolgen hat.



Nach dem Wortlaut scheiden damit als „Dritter“ sowohl der Anlagenbetreiber als auch der abnahmeverpflichtete Netzbetreiber als Fernsteuerungsberechtigte zunächst aus. Da nach § 35 EEG 2014 bei Nichterfüllung der Anforderungen an die Fernsteuerbarkeit der Anspruch auf die Marktprämie vollständig entfällt, ist aus Gründen der Rechtssicherheit in den Konstellationen, in denen der Anlagenbetreiber den Strom selbst direkt vermarkten möchte, anzuraten, für die Fernsteuerbarkeit formal einen Zwischenhändler einzusetzen.

Ob der **Netzbetreiber** ggf. als Dienstleister des „Dritten“ oder der „anderen Person“ in der Art auftreten kann, dass bspw. die Herabregelung der Anlage auf Signal des Dritten durch den Netzbetreiber erfolgt, muss der Netzbetreiber unternehmensintern klären. Problematisch erscheint aber, dass es ggf. zu einem Interessenskonflikt zwischen den einzelnen beteiligten Personen über die Notwendigkeit bzw. Zulässigkeit einer Reduzierung der Einspeiseleistung kommen kann. Vertiefte Ausführungen zu diesem Punkt finden sich in den [Hinweisen zur Auslegung der MaPrV](#) (2. Aufl.) unter 6.2.

Eine Auslegung der Norm dahingehend, dass der **Anlagenbetreiber** als fernsteuerungsberechtigte Person generell ausscheidet, übersieht aber die Möglichkeit, dass der Anlagenbetreiber selbst entweder an Letztverbraucher im Rahmen der geförderten Direktvermarktung liefert oder den erzeugten Strom direkt an der Börse verkauft.¹⁷ Einen ablese- und steuerungsbereiten Vertragspartner („Dritten“) gibt es in dieser Fallkonstellation nicht. Einen Zwang zur Direktvermarktung über einen Direktvermarktungsunternehmer ist aber im EEG 2014 nicht vorgesehen. So definiert § 5 Nr. 9 EEG 2014 die Direktvermarktung als die

„Veräußerung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas an Dritte, es sei denn, der Strom wird in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz durchgeleitet.“

Der „Dritte“ wird in dieser Definition aber nicht mit einem Direktvermarktungsunternehmer gleichgesetzt, wie auch § 36 Abs. 1 Satz 1 EEG 2014 selbst klarstellt („oder eine andere Person, an die der Strom veräußert wird.“)

¹⁷ Dafür, dass sowohl börsliche als auch außerbörsliche Vermarktungen im Rahmen der Direktvermarktung möglich sind ausdrücklich Wustlich in Altröck/Oschmann/Theobald, 4. Aufl. EEG, § 33g Rn. 37.

Andererseits ist nach § 35 Satz 1 Nr. 2 EEG 2014 zwingende Voraussetzung für den Erhalt der Marktprämie, dass die Anlage „fernsteuerbar im Sinne von § 36 Abs. 1“ ist. Dies war nach der zum 1. August 2014 aufgehobenen Managementprämienverordnung noch anders, die lediglich eine höhere Managementprämie vorsah, wenn die Anlage fernsteuerbar war.

Gibt es einerseits keinen „Zwang zur Direktvermarktung über einen Direktvermarktungsunternehmer“, andererseits aber die Verpflichtung zur Fernsteuerbarkeit nach § 36 Abs. 1 EEG 2014, ist die Vorschrift dementsprechend einschränkend auszulegen.¹⁸ Die Regelungslücke liegt hier darin, dass die Möglichkeit, als Anlagenbetreiber selbst direkt zu vermarkten offensichtlich nicht gesehen wurde, diese Möglichkeit aber auch nicht ausgeschlossen ist, da ansonsten ein Zwang zur Inanspruchnahme der Dienstleistung eines Direktvermarktungsunternehmers bzw. zum weiteren Handel bestünde.

Überdies ging § 3 MaPrV fast wortgleich in § 36 EEG 2014 auf, worauf auch die Begründung des Regierungsentwurfs hinweist.¹⁹ Danach wird eine Fernsteuerung durch den Anlagenbetreiber – jedenfalls zusätzlich zur Zugriffsmöglichkeit durch den Direktvermarktungsunternehmer – nicht ausgeschlossen:

„Soweit ein Anlagenbetreiber selbst fernsteuernd auf die Anlage zugreifen will, steht § 34 EEG der Einräumung einer indirekten Zugriffsmöglichkeit des Anlagenbetreibers auf die Anlage über die Infrastruktur des Direktvermarktungsunternehmers nicht entgegen.“²⁰

Der Sinn und Zweck des § 36 EEG 2014, die Stromerzeugung aus EEG-Anlagen bedarfsgerecht zu steuern und die Prognose zu verbessern, spricht schließlich dafür, dass die Entscheidung für eine Reduzierung von demjenigen vorgenommen werden sollte, der den Verkauf des Stroms wirtschaftlich zu vertreten hat. Veräußert der Anlagenbetreiber den Strom daher selbst an Letztverbraucher oder an der Börse, trägt er das wirtschaftliche Risiko und sollte daher selbst steuerungsberechtigt sein.

§ 36 Abs. 1 EEG 2014 ist dementsprechend so teleologisch zu reduzieren, dass dann, wenn der Anlagenbetreiber das wirtschaftliche Risiko für den Verkauf trägt und kein steuerungswilliger Dritter besteht, die Abrufung der Ist-Einspeisung und Reduzierung der Ist-Einspeisung durch den Anlagenbetreiber selbst vorgenommen werden kann bzw. ein Äquivalent zur Fernsteuerung vorliegen muss.²¹

Aus Gründen der Rechtssicherheit ist allerdings anzuraten, einen – wenn auch nur formal eingesetzten – Zwischenhändler zu nutzen (s.o.).

¹⁸ im Rahmen einer teleologischen Reduktion.

¹⁹ BT-Drs. 18/1304, S. 137 zu § 34.

²⁰ Ebd.

²¹ So im Ergebnis auch Martel/Fritz, ER 2015, S. 56, 60.

Nachweis der Fernsteuerbarkeit

Es gelten folgende Grundsätze:

- Die Fernsteuerbarkeit nach § 36 Abs. 1 EEG 2014 muss im Grundsatz für den gesamten Kalendermonat vorliegen.
- Der Anlagenbetreiber oder Direktvermarktungsunternehmer („Lieferant“) meldet die Anlage in einen entsprechenden Marktprämienbilanzkreis an. Hierbei zeigt der Lieferant i.d.R. durch eine UTILMD-Nachricht („Lieferbeginn“) im Rahmen der relevanten Marktprozesse (MPES 1.0 und MPES 2.0)²² auch an, dass die Anlage fernsteuerbar ist.
- Der Netzbetreiber hat keine Pflicht, nachzuforschen, ob die Fernsteuerbarkeit tatsächlich oder ständig gewährleistet ist.
- Bei Inbetriebnahme gilt, dass die Fernsteuerbarkeit nicht vor dem Beginn des zweiten auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Kalendermonats erfüllt sein muss (§ 35 Satz 2 EEG 2014).
- Zum Termin der Endabrechnung (28. Februar für das Vorjahr) ist ein Nachweis darüber zu erbringen, dass die Voraussetzungen des § 36 Abs. 1 EEG 2014 eingehalten wurden. Hierfür kann bspw. ein Test der Fernsteuerbarkeit genutzt werden.

2.8 Kann die Marktprämie auch untermonatlich geltend gemacht werden? Ist eine kalendermonatliche Berechnung der Marktprämie nach Viertelstunden angezeigt?

Die Marktprämie entfällt nur für den in den Viertelstunden eingespeisten Strom, in denen die Fernsteuerbarkeit nicht gegeben ist, z.B. bei untermonatlicher Installation von technischen Einrichtungen. Den Nachweis dafür, in welchem Zeitraum die Fernsteuerbarkeit entfallen ist bzw. (wieder) vorlag, hat der Anlagenbetreiber zu führen. Kurzzeitige Ausfälle der technischen Einrichtungen, etwa wegen Defekts oder Wartungen werden dem Netzbetreiber in der Regel nicht bekannt sein, u.a. wenn der Direktvermarktungsunternehmer nicht die technischen Einrichtungen zur Teilnahme am Einspeisemanagement mitnutzt. Im Übrigen trifft den Netzbetreiber diesbezüglich auch keine Nachforschungspflicht.

Die Marktprämie wird kalendermonatlich berechnet (§ 34 Abs. 2 EEG 2014). Auch wenn zum EEG 2012 vertreten wurde, dass die Marktprämie für alle Kilowattstunden, die in diesem Kalendermonat erzeugt werden, gleich hoch ist und untermonatliche Änderungen der Höhe der Marktprämie ausgeschlossen sind,²³ dürfte für das EEG 2014 eine Betrachtung für die jeweiligen Viertelstunden angezeigt sein. Ob die Fernsteuerbarkeit vorliegt oder nicht, wäre bei Kenntnis des Netzbetreibers daher für jede Viertelstunden relevant und zu berechnen. Dies

²² [BK6-12-153](#) und [BK6-14-110](#).

²³ Wustlich in Altrock/Oschmann/Theobald, 4. Aufl. EEG, § 33g Rn. 52.

kann bspw. bei Meldung des Direktvermarktungsunternehmers/ Anlagenbetreibers für einen Ausfall der technischen Einrichtungen in Frage kommen.

Dies ergibt sich aus folgenden Überlegungen:

Auch bei einer kalendermonatlichen Berechnung ist es grds. möglich, bei Kenntnis der Zeiträume, in denen die Voraussetzungen nach § 36 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2014 nicht gegeben waren, für die in den jeweiligen Viertelstunden eingespeisten Strommengen – und nur für diese – eine Marktprämie von null anzusetzen. Auf diese Weise kann auch eine untermonatliche Geltendmachung der Marktprämie ermöglicht werden: Allerdings würde die Marktprämie weiterhin kalendermonatlich berechnet und nur für die Strommengen, für die die Voraussetzungen nach § 35 EEG 2014 erfüllt sind, auch ausgezahlt werden. Da ein untermonatlicher Wechsel zwischen den Veräußerungsformen nach § 21 Abs. 1 EEG 2014 und den Marktprozessen für Erzeugungsanlagen (Strom) MPES 2.0 nicht vorgesehen ist, müsste der Anlagenbetreiber dann für den restlichen Monat aber auf eine Direktvermarktung im Rahmen der nicht geförderten Direktvermarktung mit der Möglichkeit, bspw. vermiedene Netznutzungsentgelte in Anspruch zu nehmen, gleichermaßen verzichten.

Dafür, dass der Gesetzgeber eine solche anteilige Berechnung der Marktprämie zumindest nicht ausgeschlossen hat, spricht § 24 Abs. 1 EEG 2014. Danach verringert sich der anzulegende Wert, der auch Berechnungsgrundlage für die Marktprämie ist, wenn der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland/Österreich am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist

„für den gesamten Zeitraum, in denen die Stundenkontakte ohne Unterbrechung negativ sind, auf null.“

Von den eingespeisten Strommengen sind bei der Berechnung der Marktprämie danach die in den jeweiligen (mindestens 36) Viertelstunden eingespeisten Strommengen nicht heranzuziehen. Ein vergleichbares Vorgehen ist auch in der oben beschriebenen Fallkonstellation denkbar. Allerdings geht § 24 EEG 2014 davon aus, dass zunächst ein Anspruch auf die Marktprämie besteht und nicht nur nachträglich wegfällt.

Diese Interpretation würde auch einen Gleichlauf mit den Regeln zum Einspeisemanagement herstellen: Nach § 25 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2014 verringert sich der anzulegende Wert auf den Monatsmarktwert, solange Anlagenbetreiber (u.a.) gegen § 9 Abs. 1 oder 2 EEG 2014 verstoßen. Nur für den Zeitraum („solange“), in dem die Voraussetzungen nicht vorliegen, kann daher eine Verringerung des anzulegenden Werts vorgenommen werden. Zwar regelt § 35 Satz 1 Nr. 2 EEG 2014, dass Voraussetzung für die Entstehung des Anspruchs auf die Marktprämie die Fernsteuerbarkeit ist und nicht den nachträglichen Wegfall des Vergütungs-/ Marktprämienanspruchs, so wie § 25 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2014. Teleologisch lässt sich eine unterschiedliche Sanktionierung für den gesamten Kalendermonat einerseits und nur für die Dauer des Verstoßes andererseits aber nicht begründen.

Für diese Auffassung spricht auch, dass die Regelung der MaPrV zur Geltendmachung der erhöhten Managementprämie nicht ins EEG 2014 übernommen wurde. § 2 Abs. 2 Satz 2 MaPrV lautete:

„Satz 1 [erhöhte Managementprämie für fernsteuerbare Anlagen] gilt ab dem ersten Tag des Kalendermonats, der auf den Zeitpunkt folgt, an dem die Anforderungen an fernsteuerbare Anlagen nach § 3 Absatz 1 erstmals erfüllt wurden.“

Nach alledem sprechen gute Argumente dafür, dass sich für die Berechnung der Marktprämie der anzulegende Wert im Grundsatz für die Viertelstunden, in denen die Voraussetzungen nach § 36 EEG 2014 nicht bestanden, auf null verringert bzw. die in diesen Viertelstunden eingespeisten Strommengen nachträglich bei der kalendermonatlichen Berechnung der Marktprämie abzuziehen sind.

2.9 Wie/ bis wann muss die Fernsteuerbarkeit für den Erhalt der Marktprämie nachgewiesen werden?

Den Nachweis darüber, dass die Voraussetzungen des § 36 Abs. 1 EEG 2014 eingehalten wurden, hat der Anlagenbetreiber **zum 28. Februar jeweils für das Vorjahr** zu erbringen. Denn bis zum 28. Februar eines Jahres sind alle für die Endabrechnung des Vorjahres erforderlichen Daten zur Verfügung zu stellen.²⁴ Hierzu gehören auch Nachweise.²⁵ In der Managementprämienverordnung wurde für den Nachweis der Anforderungen an fernsteuerbare Anlagen entsprechend auf § 46 Nr. 3 EEG 2012, die Vorgängernorm zu § 71 Nr. 1 EEG 2014 verwiesen (§ 3 Abs. 2 MaPrV).

Vor Übermittlung der entsprechenden Daten wird der Anspruch auf Zahlung der Marktprämie, der vom Abschlagszahlungsanspruch zu unterscheiden ist, zudem nicht fällig (vgl. § 19 Abs. 3 EEG 2014).

Den **Nachweis**, dass die technischen Einrichtungen nach § 36 Abs. 1 EEG 2014 vorgehalten werden, muss der Anlagenbetreiber erbringen. Dafür bietet sich bspw. ein Prüfprotokoll des installierenden Unternehmens oder ein Fernsteuerungstest durch den Direktvermarktungsunternehmer an. § 36 Abs. 1 EEG 2014 schreibt allerdings nicht vor, dass der Direktvermarktungsunternehmer tatsächlich fernsteuern oder auch nur die technischen Voraussetzungen für die Fernsteuerung schaffen muss. Der Anreiz für den Direktvermarktungsunternehmer, dies zu tun, liegt in der Praxis darin, dass andernfalls für den bewirtschafteten Bilanzkreis höhere Regelenergiekosten anfallen und ihm gegenüber ggf. Schadenersatzforderungen wegen des Verstoßes gegen die Pflicht zur ordnungsgemäßen Bewirtschaftung des Bilanzkreises entstehen.



Da der Anlagenbetreiber bei einem von ihm zu vertretenden Defekt der technischen Einrichtungen ggf. nachweisen muss, wann die technische Einrichtung letztmalig funktioniert hat, ist es ratsam, die Funktionsfähigkeit der technischen Einrichtungen regelmäßig zu überprüfen und zu dokumentieren.

²⁴ Vgl. § 71 Nr. 1 EEG 2014.

²⁵ Vg. Kachel in Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 4. Aufl. § 46 Rn. 10.

Für den Anspruch auf **Abschlagszahlungen**, die für die Marktprämie jeweils zum 15. Kalendertag für den Vormonat zu zahlen sind, hat der Netzbetreiber unternehmensintern zu entscheiden, ob bspw. die Anmeldung in einen Marktprämienbilanzkreis (Veräußerungsform: geförderte Direktvermarktung) im Rahmen der relevanten Marktprozesse (MPES 1.0 und 2.0), ggf. in Verbindung mit einer Eigenbestätigung, dass die Fernsteuerbarkeit vorliegt, ausreichend ist. Dies kann bspw. – aber nicht ausschließlich – durch die Anzeige des „Lieferanten“, dass die Anlage fernsteuerbar ist, im Rahmen einer UTILMD-Nachricht („Lieferbeginn“) erfolgen.

3 Messtechnische Anforderungen nach § 36 Abs. 2 EEG 2014

§ 36 Abs. 2 EEG 2014 betrifft das Verhältnis von Fernsteuerungseinrichtungen zu intelligenten Messsystemen nach dem EnWG und fand sich – mit leicht geänderter Formulierung – bereits in der Managementprämienverordnung (§ 3 Abs. 3 MaPrV).

§ 36 Abs. 2 EEG 2014 lautet:

(2) „Für Anlagen, bei denen nach § 21c des Energiewirtschaftsgesetzes Messsysteme im Sinne des § 21d des Energiewirtschaftsgesetzes einzubauen sind, die die Anforderungen nach § 21e des Energiewirtschaftsgesetzes erfüllen, muss die Abrufung der Ist-Einspeisung und die ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung nach Absatz 1 über das Messsystem erfolgen; § 21g des Energiewirtschaftsgesetzes ist zu beachten. Solange der Einbau eines Messsystems nicht technisch möglich im Sinne des § 21c Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes ist, sind unter Berücksichtigung der einschlägigen Standards und Empfehlungen des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik Übertragungstechniken und Übertragungswege zulässig, die dem Stand der Technik bei Inbetriebnahme der Anlage entsprechen; § 21g des Energiewirtschaftsgesetzes ist zu beachten. Satz 2 ist entsprechend anzuwenden für Anlagen, bei denen aus sonstigen Gründen keine Pflicht zum Einbau eines Messsystems nach § 21c des Energiewirtschaftsgesetzes besteht.“

Aufgrund von § 36 Abs. 2 EEG 2014 sind besondere Anforderungen an die Datensicherheit der Kommunikationsanbindung zu beachten, mit der die Fernsteuerbarkeit der Anlagen gewährleistet wird. Diese Regelung dient dazu, für die Fernsteuerungsanbindung von direkt vermarkteten Anlagen ein bestimmtes Schutzniveau vorzugeben, um die öffentliche Stromversorgung vor Angriffen über das öffentliche Kommunikationsnetz zu schützen.²⁶ Zum Hintergrund dieser Regelung wird auf die [Hinweise zur Auslegung der MaPrV](#), 2. Aufl. (unter 4.2 verwiesen).

Nachfolgend werden die Anforderungen des § 36 Abs. 2 EEG 2014 an die Fernsteuerungskommunikation nach § 36 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG 2014 sowie die Rechtsfolgen von Verstößen näher erläutert.

²⁶ Begr. RegE, BT-Drs. 18/1304, S. 137 zu § 34.

Zusammenfassung zu den messtechnischen Anforderungen nach § 36 Abs. 2 EEG 2014:



1. Sobald Messsysteme im Sinne von § 21d EnWG zur Verfügung stehen und bei EEG-Anlagen einzubauen sind, über die eine Fernsteuerungskommunikation im Sinne von § 36 Abs. 1 EEG 2014 (Abrufung der Ist-Einspeisung und die ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung) möglich ist, muss die Fernsteuerungskommunikation im Sinne von § 36 Abs. 1 EEG 2014 über das Messsystem erfolgen.
2. Solange entsprechende Messsysteme im Sinne von § 21d EnWG noch nicht verfügbar sind oder aus sonstigen Gründen nicht oder noch nicht eingebaut werden müssen, kann die Abrufung der Ist-Einspeisung und die ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung auch über andere BSI-konforme Übertragungstechniken und Übertragungswege erfolgen. Diese müssen dem jeweiligen Stand der Technik entsprechen.
3. Ein Verstoß gegen die Anforderungen des § 36 Abs. 2 EEG 2014 an die Übertragung der Fernsteuerungskommunikation führt nicht zum Entfallen des Anspruchs der Anlagenbetreiber auf die Marktprämie, kann jedoch möglicherweise zivilrechtliche Schadensersatzansprüche aufgrund von unterlassenen Maßnahmen zur pflichtgemäßen Sicherung der Fernsteuerungskommunikation nach § 36 Abs. 2 EEG 2014 begründen. Ein Nachweis der Anforderungen des § 36 Abs. 2 EEG 2014 bei der Endabrechnung gegenüber dem Netzbetreiber ist nicht erforderlich.

3.1 Anforderungen des § 36 Abs. 2 EEG 2014: Grundregel

Für alle Anlagen, die sich in der geförderten Direktvermarktung befinden und bei denen intelligente Messsysteme nach EnWG einzubauen sind, muss die Abrufung der Ist-Einspeisung und die ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung nach § 36 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG 2014 über das intelligente Messsystem im Sinne von § 21d EnWG erfolgen (§ 36 Abs. 2 EEG 2014).

Anlagen nach dem EEG, bei denen nach § 21c EnWG eine **Pflicht zum Einbau von intelligenten Messsystemen** besteht,²⁷ sind alle Neuanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 7 Kilowatt (§ 21c Abs. 1 Buchstabe c EnWG). Neuanlagen in diesem Sinne sind alle ab dem 4. August 2011²⁸ in Betrieb genommenen Anlagen.²⁹

²⁷ Das Messsystem im Sinne des § 36 Abs. 2 EEG 2014 ist nicht allein ein Zähler sondern besteht aus einem Zähler plus Gateway zur Fernkommunikation. Zum Zwecke der Fernsteuerung ist zusätzlich eine Steuerbox erforderlich.

²⁸ Inkrafttretensdatum des Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften am Tag nach dessen Verkündung am 3. August 2011 (BGBl. I 2011, S. 1554).

²⁹ Vgl. BT-Drs. 17/6072 v. 6. Juni 2011, S. 78.

Für sämtliche vor dem 4. August 2011 in Betrieb genommenen Anlagen sowie für ab dem 4. August 2011 in Betrieb genommene Anlagen mit einer installierten Leistung von nicht mehr als 7 Kilowatt besteht nach dieser Vorschrift keine Pflicht zum Einbau von Messsystemen³⁰.

Gemäß § 21c Abs. 1 Buchstabe b EnWG besteht außerdem eine Einbauverpflichtung bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 6.000 Kilowattstunden. Einen entsprechenden Jahresstromverbrauch können z.B. auch Bestands-Windenergieanlagen selbst ohne einen von der Anlage unabhängigen Letztverbraucher haben. In diesem Zusammenhang wird jedoch in der Branche auch erwogen, ob § 21c Abs. 1 Buchstabe b EnWG hinter § 21c Abs. 1 Buchstabe c EnWG als abschließende Spezialregelung zurücktritt. Diese Rechtsfrage ist derzeit noch nicht abschließend geklärt.

Technisch möglich ist ein Einbau nach der gesetzlichen Regelung in § 21c Abs. 2 Satz 1 EnWG, wenn Messsysteme, die den gesetzlichen Anforderungen genügen, am Markt verfügbar sind. Da die Messsysteme nach § 21e EnWG u.a. den Anforderungen des Schutzprofils entsprechen müssen, das vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik erarbeitet wurde, aber erst auf Grundlage der nach § 21i EnWG zu erlassenden Rechtsverordnung Bindungswirkung entfaltet, können Messsysteme, die den gesetzlichen Anforderungen entsprechen, erst nach Erlass der Rechtsverordnung am Markt verfügbar sein.

Solange keine Messsysteme am Markt verfügbar sind, über die eine entsprechende Fernsteuerung gewährleistet ist, gilt § 36 Abs. 2 Satz 2 EEG 2014 (siehe unter 3.3.)

Das Bundeswirtschaftsministerium hat Anfang Februar 2015 in einem Eckpunkte-Papier die im Jahr 2015 zu erlassenden Verordnungen des „Verordnungspakets Intelligente Netze“ vorgestellt.³¹ Dies sind:

- Die **Messsystemverordnung**, die bereits notifiziert wurde, aber noch beschlossen werden muss. Die Messsystemverordnung verrechtlicht die BSI-Schutzprofile und Technischen Richtlinien zur Gewährleistung von Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität.
- Die **Datenkommunikationsverordnung**, die die Zugriffsberechtigung und –modalitäten hinsichtlich der Daten regelt.
- Die **Roll-Out-Verordnung**, die ggf. die Einbauverpflichtungen nach § 21c EnWG anpasst und die Finanzierung regelt.

Sofern im Rahmen des Verordnungspakets, ggf. auch durch gesetzliche Änderungen über die in § 21c EnWG erwähnten Pflichteinbaufälle, weitere Einbaupflichten von intelligenten Messsystemen für EEG-Anlagen definiert werden, sind diese ebenfalls zu beachten.

³⁰ Bei EEG-Bestandsanlagen, über deren Netzverknüpfungspunkt gleichzeitig Letztverbraucher mit Jahresverbrauch von mehr als 6.000 kWh angeschlossen sind oder deren Eigenverbrauch diese Größe erreicht, siehe Hinweise unter 3.3.

³¹ Abzurufen unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-fuer-das-verordnungspaket-intelligente-netze.property=pdf.bereich=bmwi2012.sprache=de.rwb=true.pdf>

3.2 „Austauschpflicht“ von Messsystemen und Bestandsschutz nach § 21e Abs. 5 EnWG

Zu beachten ist, dass unabhängig von einer nach § 21c EEG 2014 normierten Einbaupflicht ein „Messsystem“ nach § 21d EnWG definiert wird als:

„(...) eine in ein Kommunikationsnetz eingebundene Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, das den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt.“

Sofern für technische Einrichtungen nach § 36 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG 2014 Messsysteme bereits verwendet werden, die sich unter die Definition des § 21d EnWG fassen lassen,³² müssen diese Messsysteme auch den Anforderungen des § 21e EnWG (Datensicherheit und Interoperabilität) entsprechen. Insofern besteht eine „Austauschpflicht“.

Für Anlagen, für die das EEG eine RLM-Messung vorsieht und für die der Verweis in § 10 Abs. 1 Satz 2 EEG 2014 gilt, gelten mit der Verfügbarkeit von intelligenten Messsystemen daher die gleichen Regelungen wie für Entnahmestellen mit RLM-Messeinrichtungen.³³ Der Verweis in § 10 Abs. 1 Satz 2 EEG 2014 gilt nach § 100 Abs. 1 und Abs. 1 Nr. 10 EEG 2014 auch für sämtliche **Bestandsanlagen**.

Messsysteme, die diesen Anforderungen nicht entsprechen, genießen aber nach § 21e Abs. 5 EnWG Bestandsschutz:

(5) Messsysteme, die den Anforderungen der Absätze 2 und 4 nicht entsprechen, dürfen noch bis zum 31. Dezember 2014 eingebaut und bis zu acht Jahre ab Einbau genutzt werden,

- 1. wenn ihre Nutzung nicht mit unverhältnismäßigen Gefahren verbunden ist und*
- 2. solange eine schriftliche Zustimmung des Anschlussnutzers zum Einbau und zur Nutzung eines Messsystems besteht, die er in der Kenntnis erteilt hat, dass das Messsystem nicht den Anforderungen der Absätze 2 und 4 entspricht. Der Anschlussnutzer kann die Zustimmung widerrufen.*

Solange die Voraussetzungen des Satzes 1 vorliegen, bestehen die Pflichten nach § 21c Absatz 1 und auf Grund einer nach § 21c Absatz 5 erlassenen Rechtsverordnung nicht. Näheres kann durch Rechtsverordnung nach § 21i Absatz 1 Nummer 11 bestimmt werden.

Die Bundesregierung hat Ende 2014 eine Verlängerung der Frist um ein Jahr im Entwurf eines IT-Sicherheitsgesetzes beschlossen. Bis Ende 2015 eingebaute Messsysteme werden daher für acht Jahre nach Einbau Bestandsschutz genießen und müssen in dieser Zeit nicht ersetzt werden, auch wenn intelligente Messsysteme, die den gesetzlichen Anforderungen

³² Dies ist bspw. bei RLM-Messungen der Fall, da es sich dabei um Messeinrichtungen handelt, die in ein Kommunikationsnetz eingebunden sind.

³³ Siehe auch die BDEW-Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des EEG und zur Änderung weiterer Vorschriften des Energiewirtschaftsrechts vom 12. März 2014, S. 53.

nach § 21e EnWG entsprechen, bereits am Markt verfügbar sind. Die entsprechende gesetzliche Regelung hat das Gesetzgebungsverfahren jedoch noch nicht vollständig durchlaufen.

3.3 Übergangsregel: Einbau von Messsystemen technisch nicht möglich

Die Abrufung der Ist-Einspeisung und die ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung muss erst dann über intelligente Messsysteme erfolgen, wenn der Einbau technisch möglich ist (§ 36 Abs. 2 Satz 2 EEG 2014). Dies ist erst dann der Fall, wenn Messsysteme am Markt verfügbar sind, die den gesetzlichen Anforderungen genügen (siehe oben unter 3.1). Solange derartige Messsysteme nicht am Markt verfügbar sind und daher auch nicht eingebaut werden können, ruht die Einbauverpflichtung und dementsprechend auch die Pflicht zur Kommunikation zwischen der fernsteuernden Person und der Anlage über Messsysteme. Solange der Einbau von intelligenten Messsystemen nicht technisch möglich ist oder aus sonstigen Gründen keine Pflicht zum Einbau eines Messsystems nach § 21c EnWG besteht (§ 36 Abs. 2 Satz 3 EEG 2014, siehe unter 3.4), sind unter Berücksichtigung der einschlägigen Standards und Empfehlungen des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) Übertragungstechniken und Übertragungswege zulässig, die dem jeweiligen Stand der Technik entsprechen. Diesen Anforderungen genügen bis auf Weiteres in technischer Hinsicht alle diejenigen Systeme/Übertragungstechniken, deren Einsatz nicht mit besonderen Gefahren für die System- und Versorgungssicherheit verbunden sind. Dies ist insbesondere der Fall, wenn Anforderungen aus der Technischen Richtlinie 3109 zur gegenseitigen Authentisierung, Verschlüsselung, Integritätssicherung und Signierung an die Kommunikationsverbindung im WAN (wide area network) umgesetzt werden.

Bezüglich Erhebung, Verarbeitung und Nutzung personenbezogener Daten gilt auch insoweit § 21g EnWG (§ 36 Abs. 2 Satz 2 2. Halbsatz).

3.4 Entsprechende Geltung der Übergangsregel für andere EEG-Anlagen

§ 36 Abs. 2 Satz 3 EEG 2014 stellt klar, dass auch bei kleineren EEG-Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von maximal 7 Kilowatt sowie bei Anlagen, die vor dem 4. August 2011 in Betrieb genommen wurden, technische Mindestanforderungen einzuhalten sind, soweit sie keiner Pflicht zum Einbau von Messsystemen unterliegen. Hier gilt das zu § 36 Abs. 2 Satz 2 EEG 2014 Gesagte entsprechend. Zu beachten ist aber eine ggf. vorliegende „Austauschpflicht“, siehe dazu unter 3.2.

Ebenso gilt die Übergangsregel des § 36 Abs. 2 Satz 2 EEG 2014 in Fällen, in denen die Verpflichtung zum Einbau eines Messsystems aufgrund von § 21e Abs. 5 EnWG ruht, d.h. wenn ein Messsystem unter den dort genannten Voraussetzungen bis zum 31. Dezember 2014 in die Anlage eingebaut wird, das den Anforderungen aus § 21e Abs. 2 und 4 EnWG nicht genügt. Zur geplanten Verlängerung dieser Frist siehe oben unter 3.2.

3.5 Verpflichtete nach § 36 Abs. 2 EEG 2014

Die Anforderungen an die Fernsteuerungskommunikation über intelligente Messsysteme sowie an die ersatzweise zulässige Nutzung von Übertragungstechniken und Übertragungswegen nach dem Stand der Technik sind als Verpflichtung für die an der Direktvermarktung beteiligten Personen ausgestaltet. Konkret gilt diese Verpflichtung einerseits für Anlagenbetreiber, die anlagenseitig die entsprechende Kommunikationsanbindung sicherstellen müssen, und andererseits für den Dritten oder die andere Person nach § 36 Abs. 1 EEG 2014, die über die nach § 36 Abs. 2 EEG 2014 vorgeschriebenen Kommunikationswege die Ist-Einspeisung abrufen und die Einspeiseleistung ferngesteuert reduzieren.

3.6 Rechtsfolge von Verstößen gegen § 36 Abs. 2 EEG 2014

Ein Verstoß gegen die Vorgaben des § 36 Abs. 2 EEG 2014 führt nicht zum Verlust des Anspruchs auf die Marktprämie, da Absatz 2 nicht als Anspruchsvoraussetzung für die Marktprämie ausgestaltet ist. Dies war bereits zu § 3 Abs. 3 MaPrV unstrittig (vgl. BDEW-Hinweise zur Anwendung der Managementprämienverordnung (2. Aufl.).³⁴ Die Gesetzesbegründung zum EEG 2014 stellt hierzu ausdrücklich klar:³⁵

„Absatz 2 ist als Verpflichtung für die an der Direktvermarktung beteiligten Personen ausgestaltet. Sie haben jeweils das in ihrem Verantwortungsbereich Erforderliche zu veranlassen. Empfehlenswert sind entsprechende vertragliche Regelungen zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Dritten, an den der Strom veräußert wird. Verstöße gegen Absatz 2 führen nicht zu einem Verlust des Anspruchs auf die Managementprämie,³⁶ weil Absatz 2 nicht als Anspruchsvoraussetzung ausgestaltet ist,³⁷ Verstöße können jedoch ggf. zivilrechtliche Schadensersatzansprüche begründen.“

Kann ein Anlagenbetreiber die nach dem EEG 2014 geforderten Anspruchsvoraussetzungen für die Marktprämie nachweisen, so besteht der Anspruch gegen den Netzbetreiber auf die Marktprämie bei Erfüllung der weiteren Voraussetzungen nach § 35 EEG 2014 daher auch, wenn die messtechnischen Anforderungen nach § 36 Abs. 2 EEG 2014 nicht nachweislich erfüllt sind.

Da es sich bei den Bestimmungen des § 36 Abs. 2 EEG 2014 nicht um anspruchsbegründende Voraussetzungen der Marktprämie und somit nicht um für die Endabrechnung des jeweiligen Vorjahres erforderliche Daten im Sinne von § 71 Nr. 1 EEG 2014 handelt, sind Anlagenbetreiber nicht verpflichtet, dem Netzbetreiber bis zum 28. Februar eines Jahres die Erfüllung der Vorgaben des § 36 Abs. 2 EEG 2014 nachzuweisen.

Verstöße gegen die Verpflichtungen aus § 36 Abs. 2 EEG 2014 können aber ggf. zivilrechtliche Schadensersatzansprüche nach sich ziehen. Ein Verstoß liegt vor, wenn ein nach § 36

³⁴ Link: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/F53E8C1B170EB460C1257B8100494E12/\\$file/BDEW-Hinweise-MaPrV-2te-Auflage-final.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/F53E8C1B170EB460C1257B8100494E12/$file/BDEW-Hinweise-MaPrV-2te-Auflage-final.pdf).

³⁵ Begr. RegE, BT-Drs. 18/1304, S. 138 zu § 34.

³⁶ Gemeint ist wohl Marktprämie.

³⁷ Hervorhebung durch BDEW.

Abs. 2 EEG 2014 Verpflichteter nicht alles in seinem Verantwortungsbereich Erforderliche veranlasst hat, um die Datensicherheit der Fernsteuerungskommunikation mit der jeweiligen Anlage zu gewährleisten.

4 Vorrang des Einspeisemanagements nach § 36 Abs. 3 EEG 2014

Das Einspeisemanagement nach § 14 EEG 2014 durch den Netzbetreiber hat gegenüber der Regelung durch den Direktvermarktungsunternehmer (oder Dritten) Vorrang (vgl. § 36 Abs. 3 EEG 2014).³⁸ Der Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit wird daher der klare Vorrang vor einer marktorientierten Steuerung gegeben.³⁹

§ 36 Abs. 3 EEG 2014 lautet:

„Die Nutzung der technischen Einrichtungen nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 sowie die Befugnis, die nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 dem Direktvermarktungsunternehmer oder der anderen Person eingeräumt wird, dürfen das Recht des Netzbetreibers zum Einspeisemanagement nach § 14 nicht beschränken.“

Technische Einrichtungen, die zur Fernsteuerbarkeit nach § 36 Abs. 1 EEG 2014 genutzt werden, müssen daher diese Voraussetzung erfüllen können. Perspektivisch wird eine entsprechende Vorrangregelung der Signale des Netzbetreibers im Rahmen des Einspeisemanagements über intelligente Messsysteme und eine entsprechende Steuertechnik realisiert werden können.

Ein Verstoß gegen § 36 Abs. 3 EEG 2014 verhindert nicht, dass der Anspruch auf Marktprämie entsteht, da § 35 Nr. 2 EEG 2014 für die Voraussetzungen des Anspruchs nur auf § 36 Abs. 1, nicht Abs. 3 EEG 2014 verweist. Ein derartiger Verstoß führt jedoch dazu, dass der Netzbetreiber seine Steuerungsmöglichkeiten nach § 9 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EEG 2014 verliert,⁴⁰ insbesondere wenn die Wiederaufhebung einer Reduzierung durch das Direktvermarktungsunternehmen eine fortgeltend angeordnete Reduzierung durch den Netzbetreiber überlagern kann. Der anzulegende Wert verringert sich dann nach § 25 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2014 auf den Monatsmarktwert und die Marktprämie damit auf null.

Zu den Anforderungen an die technischen Einrichtungen im Rahmen des Einspeisemanagements nach § 9 EEG 2014 wird auf die [„Fragen und Antworten zum EEG 2014 – Ausgabe „Einspeisemanagement“](#)“ verwiesen.

³⁸ So auch bereits § 3 Abs. 4 MaPrV.

³⁹ Vgl. auch Begr. RegE BT-Drs. 18/1304, S. 138 zu § 34.

⁴⁰ Eine „jederzeitige“ Abrufung der Ist-Einspeisung und ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung durch den Netzbetreiber wäre nicht mehr möglich.

5 Anhang: Wortlaut des § 36 EEG 2014

Um die Ausführungen in den vorliegenden Fragen und Antworten auch anhand des Wortlauts nachvollziehen zu können, ist die Regelung im Folgenden einmal insgesamt abgebildet:

§ 36 Fernsteuerbarkeit

- (1) *Anlagen sind fernsteuerbar im Sinne von § 35 Satz 1 Nummer 2, wenn die Anlagenbetreiber*
1. *die technischen Einrichtungen vorhalten, die erforderlich sind, damit ein Direktvermarktungsunternehmer oder eine andere Person, an die der Strom veräußert wird, jederzeit*
 - a) *die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen kann und*
 - b) *die Einspeiseleistung ferngesteuert reduzieren kann, und*
 2. *dem Direktvermarktungsunternehmer oder der anderen Person, an die der Strom veräußert wird, die Befugnis einräumen, jederzeit*
 - a) *die jeweilige Ist-Einspeisung abzurufen und*
 - b) *die Einspeiseleistung ferngesteuert in einem Umfang zu reduzieren, der für eine bedarfsgerechte Einspeisung des Stroms erforderlich und nicht nach den genehmigungsrechtlichen Vorgaben nachweislich ausgeschlossen ist.*
- Satz 1 Nummer 1 ist auch erfüllt, wenn für mehrere Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, gemeinsame technische Einrichtungen vorgehalten werden, mit der der Direktvermarktungsunternehmer oder die andere Person jederzeit die gesamte Ist-Einspeisung der Anlagen abrufen und die gesamte Einspeiseleistung der Anlagen ferngesteuert reduzieren kann.*
- (2) *Für Anlagen, bei denen nach § 21c des Energiewirtschaftsgesetzes Messsysteme im Sinne des § 21d des Energiewirtschaftsgesetzes einzubauen sind, die die Anforderungen nach § 21e des Energiewirtschaftsgesetzes erfüllen, muss die Abrufung der Ist-Einspeisung und die ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung nach Absatz 1 über das Messsystem erfolgen; § 21g des Energiewirtschaftsgesetzes ist zu beachten. Solange der Einbau eines Messsystems nicht technisch möglich im Sinne des § 21c Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes ist, sind unter Berücksichtigung der einschlägigen Standards und Empfehlungen des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik Übertragungstechniken und Übertragungswege zulässig, die dem Stand der Technik bei Inbetriebnahme der Anlage entsprechen; § 21g des Energiewirtschaftsgesetzes ist zu beachten. Satz 2 ist entsprechend anzuwenden für Anlagen, bei denen aus sonstigen Gründen keine Pflicht zum Einbau eines Messsystems nach § 21c des Energiewirtschaftsgesetzes besteht.*
- (3) *Die Nutzung der technischen Einrichtungen nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 sowie die Befugnis, die nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 dem Direktvermarktungsunternehmer oder der anderen Person eingeräumt wird, dürfen das Recht des Netzbetreibers zum Einspeisemanagement nach § 14 nicht beschränken.“*

BDEW-Energie-Infos zum EEG 2014, 2012 und 2009 (Stand: 29. Mai 2015)

Anwendungshilfen zu allgemeinen und übergreifenden Themen	
<p>Anwendungshilfe zu den wesentlichen Änderungen des EEG 2014 gegenüber den Vorgängerfassungen und den Förderbedingungen für Neuanlagen (Grundlegende Darstellung zum EEG 2014 – Stand 31. Juli 2014)</p> <p>Anwendungshilfe zu den Fördergrundlagen des EEG 2014 (EEG 2014)</p> <p>Anwendungshilfe zur EEG-Anlagenregisterverordnung</p> <p>Hinweise zur Anwendung des EEG-Anlagenbegriffs gemäß dem BGH-Urteil vom 23. Oktober 2013 (Az. VIII ZR 262/12)</p> <p>Rechtliche Hinweise zum Anschluss von „Plug-in“-Solarstromanlagen</p> <p>Hinweise zur Anwendung von § 66 Abs. 1a EEG 2009 (Biomasse und Wasserkraft)</p> <p>Inbetriebnahme von EEG-Anlagen über einen Jahreswechsel, 2. Auflage (EEG 2009)</p>	
Netzanschluss-, ausbau und Messung	Einspeisemanagement
<p>Fragen und Antworten</p> <ul style="list-style-type: none"> zur Systemstabilitätsverordnung, (Teil 1), und Teil 2 – Weitere Erzeugungsanlagen zu Netzanschluss und Netzausbau, 2. Auflage (EEG 2009) zu Messung und Messeinrichtungen, 1. Auflage (EEG 2009) 	<p>Fragen und Antworten zum</p> <ul style="list-style-type: none"> Einspeisemanagement, 1. Auflage (EEG 2014) Einspeisemanagement, 2. Auflage (EEG 2012)
Solarstrom	Biomasse
<p>Fragen und Antworten zu</p> <ul style="list-style-type: none"> Solarstrom, 1. Auflage (EEG 2014) Solarstrom, 2. Auflage (EEG 2012) Solarstrom, 2. Auflage (EEG 2009) 	<p>Fragen und Antworten zu</p> <ul style="list-style-type: none"> Biomasse (EEG 2014) Biomasse, 2. Auflage (EEG 2012) Biomasse, 2. Auflage (EEG 2009) Übergangsregelung für Palm- und Sojaöl – Anwendungsfragen und Verfassungsmäßigkeit, 2. Auflage (EEG 2009)
Wind	Wasser
<p>Fragen und Antworten zu Windenergie, 1. Auflage (EEG 2009)</p>	<p>Fragen und Antworten zu</p> <ul style="list-style-type: none"> Wasserkraft (EEG 2012) Wasserkraft (EEG 2009)
Direktvermarktung	EEG-Umlage
<p>Fragen und Antworten</p> <ul style="list-style-type: none"> zur Fernsteuerbarkeit nach § 36 EEG 2014 zur Direktvermarktung (EEG 2012) zu Vergütung und Direktvermarktung, 2. Auflage (EEG 2009) <p>BDEW-Hinweise zur Managementprämienverordnung – MaPrV, 1. Auflage und 2. Auflage</p>	<ul style="list-style-type: none"> Anwendungshilfe zur EEG-Umlage nach dem EEG 2014 Vertriebliche Umsetzungshilfe zum EEG 2012 des BDEW Vertriebliche Umsetzungshilfe zum EEG 2009 des BDEW, 2. Auflage Vertriebsrechtliche Änderungen, 2. Auflage (EEG 2009)
BDEW-Umsetzungshilfen für Netzbetreiber	
<p>Empfehlungen für Netzbetreiber zur Umsetzung des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG 2012)</p> <p>Empfehlungen für Netzbetreiber zur Umsetzung des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien, Version 2.0 (EEG 2009)</p>	