

Rechtsanwalt Henning Thomas, LL. M.\*

## Das EEG 2014 – Eine Darstellung nach Anspruchsgrundlagen

Die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zum 1.8.2014 findet vor dem Hintergrund intensiver Diskussionen um die Höhe der Strompreise und den Anstieg der EEG-Umlage statt. Das EEG 2014 soll die erneuerbaren Energien weiterhin fördern, sie aber stärker dem Wettbewerb und der Preisgestaltung am Markt unterwerfen. Die zentralen Instrumente hierfür sind die verpflichtende Direktvermarktung, die schrittweise für immer mehr EEG-Anlagen gelten wird, die Vorgabe von Ausbaupfaden für die einzelnen erneuerbaren Energieträger und die zukünftige Einführung von Ausschreibungen zur Ermittlung der finanziellen Förderung. Dieser Beitrag stellt in Weiterführung eines Artikels zum EEG 2012 (NVwZ-Extra 11/2012, 1 ff.) das EEG 2014 nach seinen Anspruchsgrundlagen dar und zeigt dabei dessen Neuerungen in der Förderung von Strom aus EEG-Anlagen auf.

### I. EEG-Novelle 2014: Ziele, Grundsätze und Ausbaupfade

Das Jahr 2013 und damit auch die Bundestagswahl waren aus Sicht der Energiewirtschaft von einer Diskussion um die Höhe der Strompreise geprägt, die häufig auf den Anstieg der EEG-Umlage reduziert wurde. In der Folge wurde die Schlagzahl der EEG-Novellierungen nochmals erhöht, indem zum 1.8.2014 das neue EEG 2014 in Kraft trat.

Die EEG-Novelle will sowohl zu einem kontinuierlichen Anstieg der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung führen als auch die „Kostendynamik der vergangenen Jahre beim Ausbau der erneuerbaren Energien durchbrechen“.<sup>1</sup> Diese Ziele werden neben dem unveränderten § 1 I EEG 2014 als Grundsätze des Gesetzes in § 2 EEG 2014 konkretisiert. Zu den Grundsätzen gehören die Systemintegration der erneuerbaren Energien (§ 2 I), die grundsätzliche Direktvermarktung des Stroms aus erneuerbaren Energien (§ 2 II), die Konzentration der Förderung auf kostengünstige Technologien (§ 2 III) und die Einführung von Ausschreibungen zur Ermittlung der finanziellen Förderung einschließlich ihrer Höhe (§ 2 V).

In § 1 II EEG 2014 wird ein Ausbaukorridor vorgesehen, nach welchem der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch 40–45 % bis zum Jahr 2025 und 55–60 % bis zum Jahr 2035 betragen soll. Dies ist insoweit bemerkenswert, als das EEG 2012 zuvor Mindestziele – und keine Ausbaukorridore – für den Anteil der erneuerbaren Energien vorgegeben hat. Mit dem Ausbaukorridor werden Planungssicherheit für andere Akteure der Energiewirtschaft und eine bessere Abstimmung des Ausbaus der erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau angestrebt.<sup>2</sup>

Konkrete Rechtsfolgen in Form einer Absenkung der Förderungen werden zukünftig an „Ausbaupfade“ geknüpft, die für Anlagen zur Nutzung der erneuerbaren Energieträger Wind, Sonne und Biomasse in § 3 EEG 2014 vorgegeben werden. Bei Onshore-Windenergieanlagen ist eine Steigerung der installierten Leistung um 2500 Megawatt pro Jahr (netto), bei Offshore-Windenergieanlagen auf insgesamt 6500 Megawatt im Jahr 2020 und 15.000 Megawatt im Jahr 2030, bei Photovoltaik-Anlagen um 2500 Megawatt pro Jahr (brutto) und bei Biomasseanlagen um lediglich bis zu 100 Megawatt pro Jahr (brutto) angestrebt. Die Ausbaupfade waren politisch heftig umstritten.<sup>3</sup> Gerade die Bioenergie wird durch die niedrigen Zielmarken – welche mit ihren vergleichsweise hohen Kosten sowie Nachhaltigkeitsproblemen begründet werden – erheblich getroffen. Durch die Angabe von Nettozielen bei der Onshore-Windenergie wird die im gleichen Zeitraum still-

\* Der Verf. ist Rechtsanwalt bei der auf Energierecht spezialisierten Kanzlei *Becker Büttner Held* in Hamburg. – Nicht eingegangen werden kann in diesem Artikel auf die geänderten Bestimmungen zur Reduzierung der EEG-Umlage für bestimmte Verbrauchergruppen (besondere Ausgleichsregelung, Regelung der Eigenversorgung). Diesbezüglich ist hervorzuheben, dass die Eigenversorgung mit Strom aus neuen EEG-Anlagen zukünftig im Grundsatz anteilig mit der EEG-Umlage belastet wird, s. dazu Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie, BT-Drs. 18/1891.

1 Gesetzesbegr. BT-Drs. 18/1304, 1, 139.

2 BT-Drs. 18/1304, 131 f.

3 S. nur die Ausschussempfehlungen BR-Drs. 157/1/14, 4–6, die Stellungnahme des Bundesrats BR-Drs. 157/14 (Beschluss), 2 f. und die Empfehlung des Ausschuss für Agrarpolitik u. Verbraucherschutz BR-Drs. 293/1/14.

gelegte Leistung abgezogen, was insbesondere angesichts diverser Repowering-Projekte von Relevanz ist.<sup>4</sup> Die rechtliche Folge einer Über- oder Unterschreitung der Ausbaupfade liegt in einer Erhöhung oder Reduzierung des Prozentwerts, um den die Förderhöhe nach dem EEG für neue Anlagen abgesenkt wird (so genannte Degression). Die Vorschriften zur Absenkung der Förderung sind dadurch deutlich umfangreicher ausgefallen (§§ 26–31 EEG 2014).

Bereits an den ersten Entwürfen zum EEG 2014 war zu sehen, dass die Novelle zumindest ein Ziel nicht erreichen wird: Die Verringerung der Komplexität. Das neue EEG ist auf 104 Paragraphen angewachsen, der Gesetzentwurf zählt über 300 Seiten, die Beschlussempfehlung des Wirtschaftsausschusses mit diversen Änderungen umfasst nochmals über 200 Seiten. Partielle Vereinfachungen finden sich bei einigen der Voraussetzungen für die einzelnen erneuerbaren Energieträger. Im Übrigen kann von einer Verringerung der Komplexität kaum die Rede sein.

Umso wichtiger ist, das EEG auf seine zentralen Anspruchsgrundlagen zurückzuführen. Mit der EEG-Novelle 2014 steht dabei nun nicht mehr der Anspruch auf die feste Einspeisevergütung im Vordergrund. Stattdessen wird im EEG 2014 von „finanzieller Förderung“ gesprochen (vgl. § 5 Nr. 15 EEG 2014). Die finanzielle Förderung soll in erster Linie durch eine Marktprämie und damit durch eine gegenüber der Einspeisevergütung deutlich geringere Zahlung durch den Netzbetreiber erfolgen. Diese wird zusätzlich zu den Erlösen gewährt, die Anlagenbetreiber mit dem Strom selbst auf dem Energiemarkt erzielen. Damit soll das bisherige System der festen Einspeisevergütung – bei welcher der gesamte Strom vom Netzbetreiber abgenommen und vergütet wurde – zumindest für die größeren EEG-Anlagen im Grundsatz durch ein System der Direktvermarktung mit Marktprämie abgelöst werden. Allerdings besteht auch für Strom aus größeren EEG-Anlagen die Möglichkeit der Inanspruchnahme einer verringerten Einspeisevergütung, was insbesondere der Absicherung ihrer Finanzierung dienen wird. In einem ersten Schritt für Photovoltaik-Freiflächenanlagen und perspektivisch auch für die übrigen EEG-Anlagen soll die finanzielle Förderung außerdem durch Ausschreibungsverfahren ermittelt und vergeben werden (dazu unten VII).

Auch Betreiber von bestehenden EEG-Anlagen werden sich mit dem EEG 2014 auseinandersetzen müssen. Denn – abweichend vom anderen Ansatz des EEG 2012 – gilt dieses im Grundsatz auch für Bestandsanlagen, § 100 EEG 2014. Gerade die Vergütungsregelungen sind hiervon aber weitgehend ausgenommen (§ 100 I Nr. 4 EEG 2014). Auch bleibt die Direktvermarktung optional, wird jedoch ab dem 1.4.2015 an die Fernsteuerbarkeit der Anlage geknüpft (§ 100 I Nr. 5 EEG 2014). Hervorzuheben ist, dass auch nach dem 31.7.2014 und vor dem 1.1.2015 in Betrieb genommene Anlagen noch unter die Übergangsbestimmungen fallen können, wenn die Anlagen nach dem BImSchG genehmigungsbedürftig sind oder für ihren Betrieb einer Zulassung nach einer anderen bundesrechtlichen Bestimmung bedürfen und vor dem 23.1.2014 genehmigt oder zugelassen worden sind, § 100 III EEG 2014.<sup>5</sup>

## II. Der Anspruch auf Netzanschluss

Unter den Voraussetzungen in § 8 EEG 2014 sind Netzbetreiber auch nach dem EEG 2014 verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig an ihr Netz anzuschließen. Von zentraler Bedeutung ist weiterhin die Bestimmung des Verknüpfungspunktes zwischen Anlage und Netz. Dieser Punkt entscheidet auch darüber, welcher Netzbetreiber überhaupt

verpflichtet ist und wie sich die Kostenverteilung zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber gestaltet (§§ 16, 17 EEG 2014). Beim Anspruch auf Netzanschluss nimmt der Gesetzgeber mit der EEG-Novelle 2014 vor allem Klarstellungen mit Blick auf die grundlegende Entscheidung des *BGH* zur Bestimmung des gesetzlichen Verknüpfungspunktes vom 10.10.2012 vor, welche im Folgenden dargestellt werden sollen.<sup>6</sup>

### 1. Gesetzlicher Verknüpfungspunkt

Der gesetzliche Verknüpfungspunkt nach § 8 I 1 EEG 2014 ist durch den so genannten „Variantenvergleich“ zu ermitteln. Aus der Wendung „wenn nicht dieses oder ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist“ ist zu folgern, dass eine wirtschaftliche Betrachtung dahingehend anzustellen ist, welche von den möglichen Anschlussvarianten die kostengünstigste ist. Ausgangspunkt ist dabei der in der Luftlinie in kürzester Entfernung gelegene Punkt. Daran anknüpfend ist vergleichend zu untersuchen, an welchem Anschlusspunkt die geringsten gesamtwirtschaftlichen Kosten für die Netzanbindung verursacht werden.<sup>7</sup> In den Variantenvergleich sind für die denkbaren Netzanschlussmöglichkeiten sämtliche Kosten einzustellen, welche bei einem Netzanschluss in der jeweiligen Variante entstehen würden – losgelöst von der jeweiligen Kostentragungspflicht.<sup>8</sup> Die Voraussetzungen dafür, dass ein günstigerer Verknüpfungspunkt vorliegt als der in kürzester Luftlinie gelegene Punkt hat der Netzbetreiber darzulegen und zu beweisen.<sup>9</sup>

Unter dem EEG 2009 und dem EEG 2012 war umstritten, ob der Variantenvergleich auch mit denkbaren Verknüpfungspunkten innerhalb desselben Netzes durchzuführen ist. Mehrere Gerichte vertraten angesichts des Wortlauts des letzten Halbsatzes in § 5 I 1 EEG 2009/2012, der nur von einem günstigeren Verknüpfungspunkt in einem „anderen Netz“ spricht, dass der Variantenvergleich nur mit möglichen Punkten für eine Netzanbindung in anderen Netzen durchzuführen sei.<sup>10</sup> Der *BGH* hat mit Urteil vom 10.10.2012 indes – seiner ständigen Rechtsprechung zum EEG 2004 folgend – dargelegt, dass der Variantenvergleich auch denkbare Netzanbindungen innerhalb desselben Netzes berücksichtigen muss.<sup>11</sup>

4 BT-Drs. 18/1304, 164; s. zu den urspr. auf Bruttowerte bezogenen Plänen *Vollprecht/Clausen*, EnWZ 2014, 112 (113).

5 Vgl. BT-Drs. 18/1304, 134, 153, 274 ff. Die umfangreichen Übergangsregelungen können hier nicht im Einzelnen dargestellt werden. Insbes. in Bezug auf die Übergangsregelungen hat der Bundestag kurz nach Verabschiedung des EEG 2014 noch Änderungen beschlossen, s. BT-Drs. 18/2037.

6 S. zu den Anspruchsvoraussetzungen iÜ NVwZ-Extra 11/2012, 1 (2–4).

7 *BGH*, NJW-RR 2007, 1645 (1647 f.); *BGH*, NVwZ-RR 2009, 104; *Altrock* in *Altrock/Oschmann/Theobald*, EEG, 4. Aufl. 2013, § 5 Rn. 50 ff.

8 *BGH*, NJW-RR 2007, 1645 (1647); NVwZ-RR 2009, 104 (105).

9 *BGH*, NJW-RR 2007, 1645 (1647); *BGHZ* 195, 73 = NVwZ 2013, 90 = ZNER 2012, 612 (616).

10 *OLG Hamm*, ZNER 2011, 327 mit Anm. *Schäfermeier* = BeckRS 2011, 13318; *OLG Hamm*, Urt. v. 14.6.2011 – I-21 U 163/10, BeckRS 2012, 10759; *OLG Düsseldorf*, ZNER 2012, 84 = BeckRS 2012, 17722; *LG Arnsberg*, ZNER 2010, 299 = RdE 2011, 71 m. Anm. *Weißborn*; *LG Duisburg*, ZNER 2010, 521 = BeckRS 2010, 23153; *LG Flensburg*, ER 2012, 86 = BeckRS 2012, 17481; *LG Kiel*, IR 2013, 138 mit Anm. *Wels* = BeckRS 2013, 03595.

11 *BGHZ* 195, 73 = NVwZ 2013, 90 = ZNER 2012, 612 (616); s. bereits Clearingstelle EEG, Empfehlung Nr. 2011/1 v. 29.9.2011; *Altrock* in *Altrock/Oschmann/Theobald*, EEG, 3. Aufl. 2011, § 5 Rn. 58; *Cosack* in *Frenz/Müggenborg*, EEG, 2. Aufl. 2011, § 5 Rn. 44 f.; *Salje*, EEG, 6. Aufl. 2012, § 5 Rn. 16 – Analogie; *Weißborn* in *Böhmer/Weißborn*, Erneuerbare Energien – Perspektiven für die Stromerzeugung, 2. Aufl. 2010, S. 271.

Diese Rechtsprechung hat der Gesetzgeber mit dem EEG 2014 in der genannten neuen Formulierung des § 8 I 1 EEG 2014 nachvollzogen. Damit dürfte der Streit um den Variantenvergleich innerhalb desselben Netzes endgültig beendet sein.<sup>12</sup> Die Streitfragen in der Praxis werden stattdessen dahingehen, im Einzelfall genau zu prüfen, welches der wirtschaftlich günstigste und damit der gesetzliche Verknüpfungspunkt ist. Diesbezüglich ist von Relevanz, dass der Gesetzgeber mit einem neu in § 8 I 1 EEG 2014 eingefügten Halbsatz klarstellen möchte, dass bei der Prüfung des wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkts nur „die unmittelbar durch den Netzanschluss entstehenden Kosten“ zu berücksichtigen sind. Mittelbare Kosten wie Verluste bei längeren Netzanschlussleitungen oder Umspannverluste sind hingegen nicht einbezogen.<sup>13</sup> Bei der Ermittlung des Verknüpfungspunkts kommt insbesondere dem in § 8 V und VI EEG 2014 vorgesehenen Netzanschlussverfahren eine erhebliche Bedeutung zu.

## 2. Ausübung von Wahlrechten nach § 8 II und III EEG 2014

Mit Wahlrechten können die Beteiligten den gesetzlichen Verknüpfungspunkt des § 8 I EEG 2014 noch abändern. Nach § 8 II EEG 2014 sind Anlagenbetreiber berechtigt, einen anderen Verknüpfungspunkt dieses oder eines anderen im Hinblick auf die Spannungsebene geeigneten Netzes zu wählen. Der Netzbetreiber ist nach § 8 III EEG 2014 berechtigt, der Anlage einen anderen Verknüpfungspunkt zuzuweisen.

Der *BGH* hat mit seinem Urteil vom 10.10.2012 die bereits in der Gesetzesbegründung genannte<sup>14</sup> Voraussetzung aufgegriffen, dass die Wahlrechte nicht rechtsmissbräuchlich ausgeübt werden dürfen. Dabei hat der *BGH* entschieden, dass ein Rechtsmissbrauch vorliegt, wenn dem Netzbetreiber durch die Ausübung des Wahlrechts nicht nur unerhebliche Mehrkosten entstehen.<sup>15</sup> Auch diesen Richterspruch unterstreicht der Gesetzgeber nun dadurch, dass er in § 8 II EEG 2014 anfügt: „(...) es sei denn, die daraus resultierenden Mehrkosten des Netzbetreibers sind nicht unerheblich.“<sup>16</sup> Für die Auslegung dieser Norm kann damit auf die Rechtsprechung des *BGH* zurückgegriffen werden. Im konkreten Fall hatte der *BGH*, Mehrkosten iHv 60 % als „nicht nur unerheblich“ angesehen.<sup>17</sup>

## III. Der Anspruch auf Abnahme des Stroms

Die grundlegende Umstellung auf einen Anspruch auf Förderung mit einer Marktprämie an Stelle einer festen Einspeisevergütung (dazu sogleich IV) lässt sich bereits am Anspruch auf die Abnahme des Stroms feststellen. Im neuen § 11 I 1 EEG 2014 bezieht sich die Abnahmepflicht der Netzbetreiber für Strom aus erneuerbaren Energien lediglich darauf, den Strom „unverzüglich vorrangig physikalisch“ abzunehmen. Geschuldet sind hiermit die notwendigen Maßnahmen, damit der Strom aus der Anlage in das Netz eingespeist und bis zu einem Empfänger durchgeleitet werden kann.<sup>18</sup> Eine auch kaufmännische Abnahme – die Einstellung in einen Bilanzkreis des Netzbetreibers<sup>19</sup> – ist nur geschuldet, wenn der Anlagenbetreiber den Anspruch auf eine Einspeisevergütung nach § 37 oder § 38 EEG 2014 geltend macht, § 11 I 2 EEG 2014.

Hervorzuheben ist, dass mit dem Anspruch auf die vorrangige (physikalische) Abnahme der Vorrang der erneuerbaren Energien erhalten bleibt.<sup>20</sup> Die Ausklammerung der kaufmännischen Abnahme spiegelt allein wider, dass der Strom aus erneuerbaren Energien bei der nun im Fokus stehenden Direktvermarktung nicht mehr an den Netzbetreiber überlassen wird. Weiterhin möglich bleibt die kaufmännisch-bi-

lanzielle Weitergabe über ein Netz, welches kein Netz der allgemeinen Versorgung ist. Auch kann die Abnahmepflicht in Fällen eines Einspeisemanagements nach § 14 EEG 2014 weiterhin durchbrochen werden.<sup>21</sup>

## IV. Der Anspruch auf finanzielle Förderung mit einer Marktprämie (geförderte Direktvermarktung)

Die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien soll zukünftig vor allem mit einer Marktprämie zusätzlich zu dem vom Anlagenbetreiber in der Direktvermarktung erzielten Veräußerungserlös für seinen Strom erfolgen. Anders als bei der Einspeisevergütung hat der Anlagenbetreiber bei der geförderten Direktvermarktung seinen Strom aus erneuerbaren Energien selbst zu vermarkten und erhält lediglich einen Zuschuss (statt einer Einspeisevergütung) seitens des Netzbetreibers. Dieser soll die höheren Stromgestehungskosten ausgleichen. Die bereits mit dem EEG 2012 eingeführte Direktvermarktung unter Inanspruchnahme einer Marktprämie wird damit fortgeführt und für größere Anlagen verpflichtend ausgestaltet.

Bei den Förderansprüchen in §§ 19, 20 EEG 2014 wird die „geförderte Direktvermarktung“ nun jeweils an erster Stelle genannt. Anlagenbetreiber haben stets auch die Möglichkeit, den Strom ohne Inanspruchnahme einer finanziellen Förderung direkt zu vermarkten (sonstige Direktvermarktung, vgl. § 20 I Nr. 2 EEG 2014). Die alternative Inanspruchnahme einer Einspeisevergütung nach § 37 oder § 38 EEG 2014 ist nur in bestimmten Fällen zulässig bzw. mit einer erheblichen Absenkung des Förderniveaus verbunden (dazu unten V und VI). Der vom Gesetzgeber so bezeichnete „Vorrang der Direktvermarktung“<sup>22</sup> ändert indes nichts daran, dass Anlagenbetreiber unter den Voraussetzungen für die Inanspruchnahme einer Einspeisevergütung nach § 37 oder § 38 EEG 2014 die freie Wahlmöglichkeit zwischen dieser und der Direktvermarktung haben.

Entgegen den ursprünglichen Plänen<sup>23</sup> bleibt eine anteilige Direktvermarktung weiterhin möglich.<sup>24</sup> Anlagenbetreiber dürfen den Strom prozentual auf verschiedene Veräußerungsformen (nicht aber auf die Einspeisevergütung in Ausnahmefällen nach § 38 EEG 2014) aufteilen, § 20 II 1 EEG 2014. Allerdings müssen sie diese Prozentsätze dann nachweislich jederzeit einhalten (§ 20 II 2 EEG 2014) und die Prozentsätze dem Netzbetreiber mitteilen (§ 21 II Nr. 3 EEG 2014).

Für den Anspruch auf eine finanzielle Förderung lässt sich zwischen allgemeinen Voraussetzungen und besonderen Voraussetzungen abhängig von den einzelnen erneuerbaren Energieträgern differenzieren.<sup>25</sup> Dies

12 S. BT-Drs. 18/1304, 177 f.; *Vollprecht/Clausen*, EnWZ 2014, 112 (115). Das *LG Kiel* nahm vor der EEG-Novelle 2014 an, dass der *BGH* mit dem Urteil vom 10.10.2012 die Grenzen richterlicher Rechtsfortbildung überschreite, IR 2013, 138.

13 BT-Drs. 18/1304, 178.

14 BT-Drs. 16/8148, 41.

15 *BGHZ* 195, 73 = NVwZ 2013, 90 = ZNER 2012, 612 (616 f.).

16 S. BT-Drs. 18/1304, 178, und BT-Drs. 18/1891, 192.

17 *BGHZ* 195, 73 = NVwZ 2013, 90 = ZNER 2012, 612 (617).

18 BT-Drs. 18/1304, 185.

19 BT-Drs. 18/1304, 185.

20 BT-Drs. 18/1304, 184 f.

21 S. dazu bereits NVwZ-Extra 11/2012, 1 (4). Die Vorschriften zum Einspeisemanagement sind durch die EEG-Novelle 2014 weitgehend unverändert belassen worden, sollen aber im Rahmen einer ganzheitlichen Regelung für das Energiewirtschaftsrecht überarbeitet werden, s. BT-Drs. 18/1742, 7 f.

22 BT-Drs. 18/1304, 188.

23 BT-Drs. 18/1304, 190.

24 In BT-Drs. 18/1891, 193 wird ein dahingehendes praktisches Bedürfnis festgestellt.

25 Die nachfolgende Darstellung ist insbes. bei den einzelnen erneuerbaren Energieträgern nicht abschließend.

wird nachfolgend am (zentralen) Anspruch auf eine finanzielle Förderung mit einer Marktprämie dargestellt, wobei die allgemeinen und besonderen Fördervoraussetzungen auch bei Inanspruchnahme der Einspeisevergütung gelten (dazu unten V und VI).

### 1. Allgemeine Fördervoraussetzungen

Bei den allgemeinen Fördervoraussetzungen entwickelt das EEG 2014 tradierte Prinzipien fort und nimmt für die Praxis hilfreiche Klarstellungen vor. Neu ist die Fördervoraussetzung der Registrierung aller EEG-Anlagen in einem Anlagenregister.

a) *Ausschließlicher Einsatz erneuerbarer Energien oder Grubengas.* Das Ausschließlichkeitsprinzip des EEG lebt in § 19 I EEG 2014 weiter. Ein Anspruch auf eine Marktprämie oder eine Einspeisevergütung gilt jeweils nur für Betreiber von „Anlagen, in denen ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt werden“. Der Bezug des Ausschließlichkeitsprinzips auf die Stromerzeugungsanlage wird durch die Wendung des „in diesen Anlagen erzeugten“ Stroms noch deutlicher. In der Anlage müssen durchgehend erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt werden – ein Einsatz fossiler Energieträger lässt den Vergütungsanspruch grundsätzlich entfallen.

Möglich ist indes, verschiedene erneuerbare Energieträger in einer Anlage einzusetzen und dann Vergütungsansprüche für Strom aus dem jeweiligen erneuerbaren Energieträger anteilig geltend zu machen.<sup>26</sup> Darüber hinaus gibt es mehrere Ausnahmen vom Ausschließlichkeitsprinzip, vgl. § 47 II 2 EEG 2014.

b) *Technische Vorgaben nach § 9 EEG 2014.* § 9 EEG 2014 sieht technische Voraussetzungen für EEG-Anlagen und für KWK-Anlagen vor. Die Anforderungen an technische Einrichtungen in § 9 I und II EEG 2014 bleiben gegenüber dem EEG 2012 weitgehend unverändert. Bei allen Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW müssen nach § 9 I 1 EEG 2014 technische Einrichtungen eingebaut werden, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren und die Ist-Einspeisung abrufen kann. Hiermit werden notwendige Voraussetzungen für die Anwendung von Einspeisemanagement-Maßnahmen nach § 14 EEG 2014 geschaffen. Auch die weitergehenden Anforderungen bei kleineren Photovoltaik-Anlagen nach § 9 II EEG 2014 sowie die Verklammerungsregelung in § 9 III EEG 2014 für Photovoltaik-Anlagen bleiben bestehen. Die letztere Vorschrift hat den Hintergrund, dass bei Photovoltaik-Anlagen bereits das einzelne „Modul“ als Anlage im Sinne des EEG gilt.<sup>27</sup> Die erste Voraussetzung für eine Verklammerung von Photovoltaik-Anlagen ist nun aber das Befinden auf demselben Grundstück (im grundbuchrechtlichen Sinn) oder Gebäude, § 9 III 1 Nr. 1 EEG 2014. Damit wird das unbestimmte Kriterium der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ – welches bislang für eine Verklammerung ausreichte – aufgegeben, was die praktische Anwendbarkeit deutlich vereinfachen wird.<sup>28</sup>

In § 9 I 2 EEG 2014 wird mit der EEG-Novelle 2014 geregelt, dass die Pflicht nach Satz 1 als erfüllt gilt, wenn mehrere Anlagen, die gleichartige erneuerbare Energien einsetzen und über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, mit einer gemeinsamen technischen Einrichtung ausgestattet sind, mit der der Netzbetreiber die gesamte Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren und die gesamte Ist-Einspeisung der Anlagen abrufen kann. Damit wendet sich der Gesetzgeber gegen eine Entscheidung des KG, welches entschieden hatte, dass die Anforderungen an eine technische Einrichtung iSv § 6 Nr. 1 EEG 2009 nur

erfüllt werden, wenn der Zugriff auf die Daten für jede einzelne Windenergieanlage gewährleistet ist. Das KG ließ es nicht ausreichen, dass auf die von einem aus mehreren Anlagen bestehenden Windpark erzeugte Leistung am Einspeisepunkt in das Netz zugegriffen werden kann.<sup>29</sup> Nach dem EEG 2014 reicht nun unter den genannten Voraussetzungen eine gemeinsame technische Einrichtung. Dies gilt nach § 104 I EEG 2014 grundsätzlich für Bestandsanlagen sogar rückwirkend ab dem 1.1.2009.<sup>30</sup>

Für Onshore-Windenergieanlagen mit einer Inbetriebnahme vor dem 1.1.2017 müssen nach § 9 VI EEG 2014 weiterhin die technischen Vorgaben der Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen eingehalten werden (Systemdienstleistungsverordnung [SDLWindV]). Die gesetzlichen technischen Vorgaben an Windenergieanlagen sollen allerdings mittelfristig durch Normen des Forums Netztechnik beim VDE abgelöst werden.<sup>31</sup>

Beachtung verdient, dass der Netzbetreiber nach § 8 VI 1 Nr. 4 EEG 2014 ausdrücklich dazu verpflichtet wird, die zur Erfüllung der Pflichten nach § 9 I und II EEG 2014 erforderlichen Informationen an den Einspeisewilligen zu übermitteln. Hierzu gehört insbesondere die Angabe, ob Rundsteuer-technik oder Fernwirktechnik einzusetzen ist. Solange Netzbetreiber die erforderlichen Informationen nicht übermitteln, kann nach § 9 IV EEG 2014 die Nichteinhaltung der § 9 I, II EEG 2014 für den Anlagenbetreiber ohne Sanktion bleiben. Dies hat allerdings zur Voraussetzung, dass die Anlagenbetreiber den Netzbetreiber schriftlich oder elektronisch zur Übermittlung der erforderlichen Informationen aufgefordert haben und dass die Anlagen mit technischen Vorrichtungen ausgestattet sind, die geeignet sind, die Anlagen ein- und auszuschalten und ein Kommunikationssignal einer Empfangsvorrichtung zu verarbeiten – insoweit trifft die Anlagenbetreiber eine Obliegenheit. Einerseits mildert der Gesetzgeber die strengen Pflichten nach § 9 I und II EEG 2014 damit ab, wenn die Netzbetreiber keine Informationen liefern. Andererseits unterstreicht er aber zugleich auch die Verantwortlichkeit der Anlagenbetreiber für die Einhaltung der technischen Anforderungen. Die Anlagenbetreiber müssen die Informationen seitens des Netzbetreibers aktiv einfordern und zudem auch dann, wenn die Informationen ausbleiben, ein ihnen mögliches Minimum an technischer Ausrüstung („kleine technische Einrichtung“) einbauen. Hierbei wird es sich regelmäßig um einen abregelungsfähigen Wechselrichter und einen AC-Schutz handeln.<sup>32</sup>

Bei Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas müssen – wie schon nach dem EEG 2012 – Einrichtungen eingebaut werden, mit denen im Hinblick auf den Klimaschutz die Freisetzung von Gasen verhindert werden soll, § 9 V EEG 2014. Neu sind im EEG 2014 Ausnahmen von einzelnen dieser Anforderungen bei Anlagen, die Gülle oder Bioabfall einsetzen.

26 *Ekarth/Hennig in Frenz/Müggenborg*, 3. Aufl. 2013, § 16 Rn. 15; *Lehner/Thomas in Altröck/Oschmann/Theobald* (o. Fn. 7), § 16 Rn. 25.

27 *OLG Schleswig*, ZNER 2012, 281 = BeckRS 2012, 07114.

28 S. BT-Drs. 18/1304, 181. Allerdings ist das Kriterium der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ bei der Verklammerung von EEG-Anlagen zum Zweck der Ermittlung der Höhe der finanziellen Förderung erhalten geblieben, § 32 I 1 Nr. 1 EEG 2014, auch wenn die Anwendungsschwierigkeiten dort kaum geringer sind.

29 *KG*, ZNER 2012, 516 = BeckRS 2012, 19639.

30 Dazu BT-Drs. 18/1304, 180 (285); *Vollprecht/Clausen*, EnWZ 2014, 112 (115).

31 BT-Drs. 18/1304, 184.

32 BT-Drs. 18/1304, 182.

Solange die technischen Voraussetzungen des § 9 EEG 2014 nicht eingehalten werden, verringert sich der für die Bestimmung der finanziellen Förderung anzulegende Wert nach § 25 II 1 Nr. 1, § 9 VII 1 EEG 2014 auf den Monatsmarktwert. Für KWK-Anlagen sowie für EEG-Anlagen ohne Anspruch auf eine finanzielle Förderung richten sich die Rechtsfolgen nach § 9 VII 2 EEG 2014.

c) *Registrierung im Anlagenregister.* Schon vorherige Fassungen des EEG enthielten bislang ungenutzte Verordnungsermächtigungen zur Einführung eines Anlagenregisters für EEG-Anlagen (s. § 64 e EEG 2012). Insbesondere zur Kontrolle der Ausbaupfade sowie der Vergütungsabsenkung nach den §§ 28, 29 und 31 EEG 2014 soll das Anlagenregister nun von der Bundesnetzagentur errichtet und betrieben werden. Dazu hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) zusammen mit der EEG-Novelle den Entwurf einer Anlagenregisterverordnung (AnlRegV) vorgelegt.<sup>33</sup> Das Anlagenregister wird verschiedene bestehende Registrierungspflichten für Anlagenbetreiber zusammenführen und zur öffentlichen Dokumentation des Ausbaus der erneuerbaren Energien dienen.<sup>34</sup> Solange Anlagenbetreiber die zur Registrierung der Anlage erforderlichen Angaben (s. § 6 II EEG 2014 sowie die AnlRegV) nicht nach Maßgabe der AnlRegV übermittelt haben, verringert sich der anzulegende Wert iSd § 23 I 2 EEG 2014 auf null, § 25 I 1 Nr. 1 EEG 2014 (entsprechendes gilt für eine unterlassene Mitteilung von Erhöhungen der installierten Leistung, § 25 I 1 Nr. 2 EEG 2014).

d) *Keine Verringerung des Vergütungsanspruchs.* Aus § 25 II EEG 2014 ergeben sich indirekt weitere Vergütungsvoraussetzungen. Nach dieser Vorschrift reduziert sich der Anspruch auf finanzielle Förderung unter bestimmten Voraussetzungen auf den Monatsmarktwert. Dies ist nach § 5 Nr. 25 EEG der „tatsächliche Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris für die Preiszone Deutschland/Österreich in Cent pro Kilowattstunde“, wobei die Berechnung rückwirkend nach Anlage 1 EEG 2014 erfolgt. Die Reduzierung erfolgt also auf einen Marktwert, der für den Strom fiktiv zu erhalten gewesen wäre.

Anforderungen werden an den Aufbau der Messeinrichtungen gestellt. Wenn Strom aus mehreren Anlagen über eine gemeinsame Messeinrichtung abrechnet werden soll, muss entweder der gesamte über diese Messeinrichtung abgerechnete Strom direkt vermarktet oder für den gesamten über diese Messeinrichtung abgerechneten Strom eine Einspeisevergütung in Anspruch genommen werden, § 25 II 1 Nr. 3 EEG 2014. Auch bei Erfüllung einer Vorbildfunktion öffentlicher Gebäude auf Grund einer landesgesetzlichen Regelung nach dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) kann ein Anspruch auf eine Vergütung nach dem EEG gegebenenfalls auf den Monatsmarktwert verringert sein, § 25 II 1 Nr. 6 EEG 2014.<sup>35</sup>

e) *Einhaltung des Doppelvermarktungsverbots.* Das Doppelvermarktungsverbot in § 80 EEG 2014 verbietet, Strom aus erneuerbaren Energien mehrfach zu verkaufen oder anderweitig zu überlassen. Insbesondere die Vermarktung in mehreren Veräußerungsformen nach § 20 I EEG 2014 oder mehrfach in derselben Form ist untersagt. Bei einem Verstoß reduziert sich der Anspruch auf finanzielle Förderung auf den Monatsmarktwert, § 25 II 1 Nr. 5 EEG 2014, wobei eine besondere Sanktionierung durch die Reduzierung für die Dauer des Verstoßes sowie der folgenden sechs Kalendermonate erfolgt, § 25 II 2 EEG 2014. Das Doppelvermarktungsverbot schließt aber eine Teilnahme an den Regelenergiemärkten nicht aus, wenn sich die EEG-Anlage in der Direktvermarktung befindet, § 80 I 4 EEG 2014 (anders hingegen bei Inanspruchnahme einer Einspeise- oder Ausfallvergütung, § 39 II 2 EEG 2014).

f) *Mitteilungen an den Netzbetreiber.* Nach § 71 Nr. 1 EEG 2014 müssen Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber bis zum 28. Februar eines Jahres alle für die Endabrechnung des Vorjahres erforderlichen Daten zur Verfügung stellen.<sup>36</sup> Zum EEG 2012 war die Rechtsfolge einer Nichteinhaltung der Mitteilungsfrist umstritten. Richtigerweise stellte die Übermittlung der Daten für die Endabrechnung lediglich eine Obliegenheit für den Anlagenbetreiber dar, war aber keine Anspruchsvoraussetzung.<sup>37</sup> Nunmehr regelt der Gesetzgeber in § 19 III EEG 2014, dass der Anspruch auf eine finanzielle Förderung nach dem EEG nicht fällig wird und der Anspruch auf monatliche Abschläge entfällt, solange Anlagenbetreiber ihre Pflichten nach § 71 EEG 2014 für das jeweilige Vorjahr nicht erfüllt haben. Hiermit bekräftigt der Gesetzgeber, dass eine Nichteinhaltung der (rechtzeitigen) Datenübermittlung keinen (endgültigen) Ausschluss des Anspruchs auf finanzielle Förderung bewirkt. Das „solange“ in der Gesetzesformulierung zeigt, dass der Anlagenbetreiber durch Nachreichung der Daten die Fälligkeit des Anspruchs auch für die bis dahin aufgelaufenen Ansprüche herbeiführen kann.<sup>38</sup> Sofern die entsprechenden Fristen abgelaufen sind, müssen gegebenenfalls aber die Anforderungen des § 62 EEG 2014 an nachträgliche Korrekturen eingehalten werden. Anlagenbetreiber sollten daher sämtliche vom EEG aufgegebenen Mitteilungen fristgemäß einhalten.

g) *Mitteilungserfordernisse beim Wechsel zwischen den Veräußerungsformen.* Ein Wechsel zwischen den verschiedenen Veräußerungsformen des § 20 I EEG 2014 ist nur zum ersten Kalendertag eines Monats möglich. Der Wechsel ist dem Netzbetreiber grundsätzlich vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats mitzuteilen, § 21 I 1 EEG 2014. Eine spätere Ankündigung – nämlich bis zum fünftletzten Werktag des Vormonats – ist nur beim Wechsel in die Einspeisevergütung nach § 38 EEG 2014 oder aus dieser heraus zulässig, § 21 I 2 EEG 2014. Von der BNetzA festgelegte Verfahren und Formate für die Wechselmitteilungen sind zwingend zu nutzen, § 21 III EEG 2014.<sup>39</sup>

Bei dem Wechsel müssen insbesondere die Veräußerungsform, in die gewechselt wird, bei einem Wechsel in eine (geförderte oder nicht geförderte) Direktvermarktung der Bilanzkreis, dem der direkt vermarktete Strom zugeordnet werden soll, und bei einer anteiligen Direktvermarktung die jeweiligen Prozentsätze für die einzelnen Veräußerungsformen mitgeteilt werden (§ 21 II EEG 2014). Eine Nichteinhaltung der Anforderungen des § 21 EEG 2014 wird durch eine Verringerung des anzulegenden Werts auf den Monatsmarktwert hart sanktioniert, § 25 II 1 Nr. 2 EEG 2014.

Bei dem Wechsel müssen insbesondere die Veräußerungsform, in die gewechselt wird, bei einem Wechsel in eine (geförderte oder nicht geförderte) Direktvermarktung der Bilanzkreis, dem der direkt vermarktete Strom zugeordnet werden soll, und bei einer anteiligen Direktvermarktung die jeweiligen Prozentsätze für die einzelnen Veräußerungsformen mitgeteilt werden (§ 21 II EEG 2014). Eine Nichteinhaltung der Anforderungen des § 21 EEG 2014 wird durch eine Verringerung des anzulegenden Werts auf den Monatsmarktwert hart sanktioniert, § 25 II 1 Nr. 2 EEG 2014.

33 Verordnung über ein Register für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas (AnlRegV), BGBl. I 2014, 1320.

34 BT-Drs. 18/1304, 138 f.

35 Die übrigen Nummern des § 25 II EEG 2014 werden in diesem Aufsatz jeweils im Kontext weiterer Bestimmungen behandelt.

36 Weitere Mitteilungspflichten bestehen nach § 71 Nr. 2 EEG 2014 bei Biomasseanlagen.

37 S. NVwZ-Extra 11/2012, 1, 5 f.

38 Vgl. BT-Drs. 18/1304, 189.

39 Der Gesetzgeber rechnet damit, dass die Festlegung zu Marktprozessen für Einspeisestellen (Strom) bis Mitte 2015 an das EEG 2014 angepasst wird, BT-Drs. 18/1891, 193.

h) *Keine anhaltenden negativen Strompreise.* Im Laufe des Gesetzgebungsverfahrens wurde mit Blick auf die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission in § 24 EEG 2014 eine Vergütungsreduzierung in Fällen aufgenommen, in denen der Wert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist. Für die Einspeisung von Strom in diesen sechs Stunden sowie in jeder weiteren Stunde, in welcher der Stundenkontrakt fortlaufend einen negativen Wert hat, verringert sich der anzulegende Wert auf null, § 24 I EEG 2014.<sup>40</sup> Allerdings greift die Vergütungsreduzierung bei anhaltenden negativen Strompreisen insbesondere nicht für Anlagen mit einer Inbetriebnahme vor dem 1.1.2016, für Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 3 MW sowie für sonstige Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 500 kW, § 24 III EEG 2014 (dabei ist allerdings ggf. eine Verklammerung entsprechend § 32 I 1 EEG 2014 vorzunehmen).

## 2. Besondere Fördervoraussetzungen für die einzelnen Energieträger

Die Neuregelungen der besonderen Förderbestimmungen (Teil 3 Abschnitt 4 EEG 2014) durchzieht ein Grundgedanke: Zu den einzelnen erneuerbaren Energieträgern möchte der Gesetzgeber in erster Linie die anzulegenden Werte nennen und Methoden zu ihrer Berechnung angeben. Während in den Vorgängerfassungen des EEG zu den einzelnen erneuerbaren Energieträgern noch eine Vielzahl an weiteren Anspruchsvoraussetzungen enthalten war, hat der Gesetzgeber diese nun auf ein Minimum reduziert.

In diesem Abschnitt des Gesetzes ist durch die Novelle damit tatsächlich ein Mehr an Anwenderfreundlichkeit erreicht und die Komplexität des Gesetzes reduziert worden. Gleichwohl sind die Streichungen teilweise nicht unproblematisch. So wurden durch die Bestimmungen zu den einzelnen Energieträgern nicht selten ökologische Anforderungen vorgegeben und damit in den Rang einer Anspruchsvoraussetzung gehoben. Hierdurch wurde dazu angehalten, dass die erneuerbaren Energieträger auch über den Klimaschutz hinaus zu der ökologischen Zielsetzung des EEG beitragen. Beispielsweise war bei Wasserkraftanlagen der Nachweis des Erreichens eines guten ökologischen Zustands oder der wesentlichen Verbesserung des ökologischen Zustands (§ 23 V EEG 2009) und später die Erfüllung von Vorgaben des Wasserhaushaltsrechts (§ 23 IV EEG 2012) Vergütungsvoraussetzung.<sup>41</sup> Mit dem neuen Ansatz überlässt das EEG die Einhaltung ökologischer Anforderungen im Wesentlichen dem Genehmigungsrecht (s. für die Wasserkraft § 40 II 1 EEG 2014).<sup>42</sup>

a) *Onshore-Windenergie.* Bei der Onshore-Windenergie hält der Gesetzgeber insbesondere windstarke Standorte für überfördert und will daher das Förderniveau senken.<sup>43</sup> Für die Onshore-Windenergie regelt § 49 EEG 2014 (ebenso wie § 29 EEG 2012) weniger weitere Voraussetzungen, sondern unterscheidet in der Vergütungshöhe zwischen einem Anfangswert und einem niedrigeren Grundwert. Der Anfangswert bestimmt die Höhe des anzulegenden Werts jedenfalls innerhalb der ersten fünf Jahre ab Inbetriebnahme der Windenergieanlage. Diese Frist kann sich aber je nach Ertrag der konkreten Windenergieanlage verlängern, wobei der Ertrag mit dem einer Referenzanlage verglichen wird. Im Ergebnis führt dies dazu, dass für Windenergieanlagen an windschwächeren Standorten regelmäßig über einen deutlich längeren Zeitraum (bis hin zum gesamten Vergütungszeitraum) die höhere Anfangsvergütung gewährt wird.<sup>44</sup>

Die Anpassung der Referenzertrags-Regelung in § 49 II EEG 2014 gehörte bei der Einführung des EEG 2014 zu den umstrittensten Punkten. Hintergrund ist, dass die Regelung die Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Standorte für Windenergieanlagen maßgeblich beeinflusst. Der Gesetzgeber nimmt eine Standortdifferenzierung nun zwischen 130 und 80 % des Referenzertrags vor.<sup>45</sup> Eine zusätzliche Verlängerung des Zeitraums der Anfangsvergütung findet dabei statt, wenn der Ertrag der Anlage 100 % des Referenzertrags unterschreitet, § 49 II 3 EEG 2014. Für bessere Standorte bedeutet dies, dass nur für einen kurzen Zeitraum eine Förderung mit dem höheren Anfangswert erfolgt – für Standorte ab 130 % des Referenzertrags beträgt dieser Zeitraum lediglich das Minimum von fünf Jahren. Ob dies für eine Projektfinanzierung im Einzelfall ausreicht, muss sich zeigen. Die zu Grunde liegende Analyse des Gesetzgebers wirft in jedem Fall Fragen auf. Er führt nämlich aus, dass schon bislang der Zubau im Bereich von Standorten mit einem Ertrag über 130 % des Referenzertrags sehr begrenzt sei.<sup>46</sup> Dann aber fragt sich, ob nicht eine Änderung (auch) dahin hätte gehen müssen, ebenfalls diese windstarken Standorte nutzbar zu machen.

Der Repowering-Bonus sowie auch der Systemdienstleistungs-Bonus (der ohnehin auf Inbetriebnahmen vor dem 1.1.2015 befristet war) sind in § 49 EEG 2014 nicht mehr enthalten, können aber gegebenenfalls über die Übergangsbestimmungen geltend gemacht werden. Ein Repowering kann zukünftig gleichwohl durchgeführt werden, nur eben ohne Aufschlag auf die Förderung nach dem EEG.

b) *Offshore-Windenergie.* Eine mindestens drei Seemeilen von der Küstenlinie aus seewärts errichtete Windenergieanlage nennt das EEG 2014 nun „Windenergieanlage auf See“ (§ 5 Nr. 36 EEG 2014) statt zuvor „Offshore-Anlage“ (§ 3 Nr. 9 EEG 2012). Materielle Änderungen sind damit aber nicht verbunden.<sup>47</sup> Insbesondere ist die Windenergieanlage auf See nicht der gesamte Windpark, sondern jeweils die einzelne Anlage (Generator und zugehörige Einrichtungen zur Stromerzeugung, § 5 Nr. 1 EEG 2014).

Auch bei Windenergieanlagen auf See wird für die Höhe der Förderung zwischen einem Anfangswert (§ 50 II und III EEG 2014) und einem Grundwert (§ 50 I EEG 2014) unterschieden. Der höhere Anfangswert nach § 50 II EEG 2014 ist grundsätzlich in den ersten zwölf Jahren ab der Inbetriebnahme der Windenergieanlage anzusetzen, wobei sich der Zeitraum abhängig von der Entfernung der Anlage zur Küstenlinie sowie von der Wassertiefe verlängern kann. Hervorzuheben ist, dass das optionale Stauchungsmodell des § 50 III EEG 2014 bestehen bleibt und auf eine Inbetriebnahme vor dem 1.1.2020 verlängert wird, um die Technologieentwicklung weiter voranzubringen.<sup>48</sup> Statt einer Inbetriebnahme genügt zudem die Herstellung der Betriebsbereitschaft iSd

40 BT-Drs. 18/1891, 193.

41 Die Auslegung dieser Bestimmungen kann inzwischen auf umfangreiche Rechtsprechung zurückgreifen: *OLG Naumburg*, Urt. v. 2.9.2010 – 1 U 37/10; *OLG München*, Urt. v. 22.5.2012 – 3 U 891/11; *OLG Dresden*, Urt. v. 3.7.2012 – 9 U 1568/11; Clearingstelle EEG, Votum v. 12.9.2011 – 2010/18, Votum v. 10.6.2013 – 2013/21.

42 Vgl. BT-Drs. 18/1304, 158. Allerdings übernimmt der Gesetzgeber nun das Standortkriterium aus § 23 V EEG 2012 in § 40 IV EEG 2014, dazu BT-Drs. 18/1891, 198.

43 BT-Drs. 18/1304, 136.

44 Zum Mechanismus näher *Prall* in *Altrock/Oschmann/Theobald* (o. Fn. 7), § 29; *Schomerus* in *Frenz/Müggenborg* (o. Fn. 26), § 29.

45 BT-Drs. 18/1304, 221 f.

46 BT-Drs. 18/1304, 221 f.

47 BT-Drs. 18/1304, 172.

48 BT-Drs. 18/1304, 136.

§ 30 II EEG 2014, so dass bereits die fiktive Betriebsbereitschaft nach § 17 e II 4 EnWG ausreichen kann. Mit dem Stauchungsmodell kann der Anlagenbetreiber einen erhöhten Anfangswert geltend machen, der dann aber nur für einen kürzeren Zeitraum von grundsätzlich acht Jahren angesetzt wird. Allerdings findet in 2018 eine einmalige Absenkung um 1 Cent/kWh statt, § 30 I Nr. 2 EEG 2014.

Für die Offshore-Windenergie spielen daneben die Bestimmungen in §§ 17 a ff. EnWG eine zentrale Rolle für den Netzanschluss der Anlagen sowie für die Entschädigung in Fällen, in denen sich der Netzanschluss verzögert oder gestört ist.<sup>49</sup> Das oben II erläuterte Netzanschlussregime für EEG-Anlagen wird für Windenergieanlagen auf See damit erheblich modifiziert.<sup>50</sup>

c) *Photovoltaik*. Für Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) werden weitgehend die Vergütungsvoraussetzungen des EEG 2012 übernommen. Bereits durch eine Photovoltaik-Novelle im Verlauf des Jahres 2012 wurden die Bestimmungen zu PV-Anlagen überarbeitet und die erhöhten Vergütungen deutlich gekürzt, so dass der Gesetzgeber hier wenig Bedarf an weiteren inhaltlichen Neuregelungen sah. Neu ist allerdings, dass sich PV-Freiflächenanlagen zukünftig als erste einem Ausschreibungsverfahren stellen müssen, wenn ein Förderanspruch geltend gemacht werden soll (dazu unter VII). Außerdem wird das Marktintegrationsmodell für PV-Aufdachanlagen aus § 33 EEG 2012 gestrichen, mit welchem bei bestimmten Aufdachanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 10 kW bis einschließlich 1 MW die EEG-Vergütung auf 90 % der in einem Kalenderjahr in der Anlage erzeugten Strommenge begrenzt wurde. Die – wenn überhaupt – geringen Vorteile, die mit dem Modell zur Marktintegration dieser Strommengen eventuell verbunden waren, standen in keinem vernünftigen Verhältnis zu dem damit geschaffenen Abwicklungs- und Messaufwand für Anlagen- und Netzbetreiber.

Bei Photovoltaik-Anlagen unterscheiden sich die Voraussetzungen danach, ob es sich um „Freiflächenanlagen“ oder um „Aufdachanlagen“ handelt. Aufdachanlagen sind solche, die ausschließlich in, an oder auf einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht werden. Die Definition des Gebäudes in § 5 Nr. 17 EEG 2014 setzt voraus, dass es sich um selbstständig benutzbare, überdeckte bauliche Anlagen handelt, die von Menschen betreten werden können und vorrangig dazu bestimmt sind, dem Schutz von Menschen, Tieren oder Sachen zu dienen.<sup>51</sup> Für Strom aus Aufdachanlagen greift ein höherer anzulegender Wert für die Förderung nach dem EEG als bei Freiflächenanlagen, § 51 II EEG 2014. Sind die PV-Anlagen allerdings auf einem Gebäude angebracht, das kein Wohngebäude ist und das im Außenbereich nach § 35 BauGB errichtet wurde, greift die vorteilhafte höhere Vergütung nur unter den weiteren Voraussetzungen des § 51 III EEG 2014.

§ 51 I EEG 2014 regelt die Voraussetzungen für Photovoltaik-Anlagen auf Freiflächen und baulichen Anlagen,<sup>52</sup> die keine Gebäude sind. Diese einschränkenden Anforderungen sollen eine Flächensteuerung vornehmen dergestalt, dass – grob gesagt – nur in irgendeiner Weise bereits „verbrauchte“ bzw. „belastete“ Flächen für Photovoltaik-Anlagen genutzt werden.<sup>53</sup>

d) *Biomasse*. Weitreichende Änderungen bringt das EEG 2014 für die Stromerzeugung aus Biomasse. Neben dem niedrig angesetzten Ausbaupfad hat der Gesetzgeber im Bereich der Biomasse die Boni für Neuanlagen weitgehend gestrichen, so dass auch die entsprechenden Anlagen zum EEG weggefallen sind. Die einsatzstoffbezogene Vergütungserhöhung für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen entfällt. Für Strom

aus neuen Anlagen, in denen Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung eingesetzt wird, kann grundsätzlich (und vorbehaltlich der Übergangsbestimmungen) nur ein anzulegender Wert nach § 44 EEG 2014 angesetzt werden. Angestrebt wird eine Konzentration der Förderung auf Abfall- und Reststoffe.<sup>54</sup> Durch die einschneidenden Änderungen bei der Biomasse verspricht sich der Gesetzgeber Kosteneinsparungen gegenüber dem EEG 2012 von etwa 1 Mrd. Euro.<sup>55</sup> Zu unterscheiden ist allerdings zwischen drei Vergütungstatbeständen: Neben dem allgemeinen Vergütungstatbestand für Strom aus Biomasse (§ 44 EEG 2014) gibt es – wie schon im EEG 2012 – einen für Strom aus Bioabfällen (§ 45 EEG 2014) und für Strom aus kleinen Gülleanlagen (§ 46 EEG 2014).

Eine zentrale Vergütungsanforderung für Strom aus Biomasse ist weiterhin, dass Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung eingesetzt werden muss. Dort wird Biomasse zunächst allgemein als Energieträger aus Phyto- und Zoomasse definiert (§ 2 I 1 BiomasseV), dann aber näher ausgeführt, welche Stoffe insbesondere als Biomasse anerkannt sind oder gelten und welche Stoffe nicht als Biomasse anerkannt werden.<sup>56</sup> Gemeinsame Anspruchsvoraussetzungen bei der Stromerzeugung aus Biomasse sind in § 47 EEG 2014 zusammengefasst. Nach § 47 I EEG 2014 besteht ein Anspruch auf finanzielle Förderung bei der Stromerzeugung aus Biogas und einer Anlagengröße von mehr als 100 kW installierter Leistung „nur für den Anteil der in einem Kalenderjahr erzeugten Strommenge, der einer Bemessungsleistung der Anlage von 50 % des Wertes der installierten Leistung entspricht“. Dies bedeutet letztlich, dass Anlagenbetreiber eine finanzielle Förderung (in nicht verringerter Höhe) nur für die Hälfte des Stroms erhalten, den sie innerhalb eines Jahres erzeugen könnten. Damit wird angestrebt, dass Biomasseanlagen nicht – wie bislang häufig – möglichst viele Volllaststunden gefahren werden, sondern die technischen Möglichkeiten zur flexiblen Fahrweise der Biomasseanlagen nutzen.<sup>57</sup>

Für die Bereitstellung flexibler installierter Leistung kann nach §§ 52, 53 EEG 2014 allerdings ein Flexibilitätszuschlag geltend gemacht werden. Dieser soll zugleich die Beschränkung des Anspruchs auf eine finanzielle Förderung in § 47 I EEG 2014 ausgleichen.

Zu den weiteren Anforderungen an die Stromerzeugung aus Biomasse gehört, dass Anlagenbetreiber ein Einsatzstoff-Tagebuch zu führen und gegebenenfalls vorzulegen haben, § 47 II 1 Nr. 1 EEG 2014. Wenn Biogas auf die Qualität von Erdgas aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist wird (Biomethan), besteht ein Anspruch nur insoweit, als der

49 Zusammen mit der EEG-Novelle 2014 werden nochmals erhebliche Änderungen insbesondere an § 17 d EnWG vorgenommen.

50 BNetzA, Leitfaden zur Ermittlung einer umlagefähigen Entschädigung bei Störung, Verzögerung oder Wartung der Netzanbindung von Offshore-Anlagen, 2013; Broemel, ZUR 2013, 408; König, ZNER 2013, 113; Schulz/Rösler, EnWZ 2013, 531.

51 Aus der umfangreichen Judikatur zum Gebäudebegriff des EEG s. nur BGH, NVwZ-RR 2011, 364; BGHZ 187, 311 = NJW 2011, 380 = NVwZ 2011, 244; BGH, NJOZ 2009, 783; s. auch Clearingstelle EEG, Hinw. Nr. 2011/10 v. 16.12.2011.

52 Zum Begriff der „baulichen Anlage“ BGH, Urt. v. 17.7.2013 – VIII ZR 308/12, BeckRS 2013, 18299; OLG Dresden, Urt. v. 25.9.2012 – 9 U 1021/12, BeckRS 2013, 05665.

53 Die einzelnen Anforderungen für die jew. Flächenkategorien haben sich mit dem EEG 2014 ggü. dem EEG 2012 kaum geändert, so dass verwiesen wird auf NVwZ-Extra 11/2012, 1 (7).

54 BT-Drs. 18/1304, 137 (215).

55 BT-Drs. 18/1304, 141.

56 Näher zur in 2012 novellierten BiomasseV Rostankowski/Vollprecht in Altrock/Oschmann/Theobald (o. Fn. 7), BiomasseV.

57 BT-Drs. 18/1304, 218; Vollprecht/Clausen, EnWZ 2014, 112 (114).

Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird, § 47 II 1 Nr. 2 EEG 2014. Der bisherige Maisdeckel wird – da die Stromerzeugung aus nachwachsenden Rohstoffen ohnehin wirtschaftlich unattraktiver wird – abgeschafft, die Anlage 2 EEG 2012 mit ihren Wärmenutzungsanforderungen entfällt.<sup>58</sup> Die – reduzierten – Nachweispflichten aus § 47 III EEG 2014 müssen allerdings eingehalten werden.

Der Gesetzgeber erlaubt nun die so genannte „bilanzielle Teilung“ von Biomethanmengen, deren Zulässigkeit unter dem EEG 2012 umstritten war. Hierbei geht es um den in § 47 VI EEG 2014 geregelten Fall des Gasabtauschs, in dem Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist wird. Wenn in einer Biogaserzeugungsanlage ein „Gasgemisch“ mit verschiedenen Qualitäten von Biogas erzeugt worden ist, war bislang unklar, ob die einzelnen Gase aus diesem Gemisch bei einem Vertrieb über das Erdgasnetz bilanziell getrennt (und damit ua an unterschiedliche Abnehmer geliefert) werden können. § 47 VII EEG 2014 lässt die bilanzielle Teilung in einsatzstoffbezogene Teilmengen nun anhand der Energieerträge der Einsatzstoffe zu, wobei die Zuordnung im Rahmen der (beim Biogasabtausch erforderlichen) Massenbilanzierung<sup>59</sup> zu dokumentieren ist.

Der Vergärung von Bioabfällen (§ 45 EEG 2014) könnte angesichts der erheblichen Förderkürzungen beim Einsatz nachwachsender Rohstoffe zukünftig verstärkt Bedeutung zukommen. Zu den besonderen Anspruchsvoraussetzungen bei diesen Anlagen zählt, dass Biogas durch anaerobe Vergärung von Biomasse mit einem Anteil von getrennt erfassten Bioabfällen bestimmter Abfallschlüssel gewonnen werden muss. Auch müssen die Einrichtungen zur anaeroben Vergärung der Bioabfälle unmittelbar mit einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände verbunden sein und die nachgerotteten Gärrückstände stofflich verwertet werden, § 45 II EEG 2014.

### 3. Besondere Fördervoraussetzungen für die Marktprämie

Die besonderen Voraussetzungen für den Anspruch auf die Marktprämie finden sich in §§ 34–36 EEG 2014.

a) *Abnahme des Stroms.* Für den Anspruch auf die Marktprämie muss der Strom aus der EEG-Anlage zunächst in der geförderten Direktvermarktung nach § 20 I Nr. 1 EEG 2014 vermarktet werden. Nach § 34 I EEG 2014 sind auch die tatsächliche Einspeisung des Stroms und die Abnahme von einem Dritten Anspruchsvoraussetzung. Mit der Abnahme durch einen Dritten ist hier angesichts § 11 I 1 und 2 EEG 2014 (nur) die kaufmännische Abnahme durch einen Dritten gemeint. Der Umstand, dass der Gesetzgeber die Notwendigkeit dieser Abnahme durch einen Dritten ausdrücklich regelt, zeigt, dass es sich hierbei um eine echte Anspruchsvoraussetzung handelt. Die Marktprämie knüpft also nicht lediglich an der Erzeugung von Strom an, sondern ist (wie in der Regel die Einspeisevergütung auch) eine finanzielle Förderung für gelieferte Arbeit.<sup>60</sup> Für nicht von einem Dritten abgenommenen Strom ist daher keine Marktprämie erhältlich.<sup>61</sup> Eine monatliche Mitteilung der eingespeisten und von einem Dritten abgenommenen Strommenge an den Netzbetreiber ist allerdings nicht mehr erforderlich.<sup>62</sup>

b) *Voraussetzungen nach §§ 35, 36 und 19 EEG 2014.* Weiter setzt der Anspruch auf die Marktprämie voraus, dass kein vermiedenes Netzentgelt nach § 18 I 1 StromNEV in Anspruch genommen wird, § 35 S. 1 Nr. 1 EEG 2014. Grundsätzlich muss der Strom außerdem in einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert werden, in dem ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas bilanziert wird, der ebenfalls in der geförderten Direktvermarktung vermarktet wird, § 35 S. 1 Nr. 3 a) EEG 2014. Buchst. b regelt nun zusätzlich, dass die Einstellung anderen Stroms in den

Bilanz- oder Unterbilanzkreis dann unschädlich ist, wenn der Anlagenbetreiber oder Direktvermarktungsunternehmer die Einstellung nicht zu vertreten hat. Von einem fehlenden Vertretenmüssen des Anlagenbetreibers ist insbesondere auszugehen, wenn der Anlagenbetreiber beim Wechsel in die Direktvermarktung einen Bilanz- oder Unterbilanzkreis benennt, in den Ausgleichsenergiemengen einzustellen sind.<sup>63</sup>

Zwingend einzuhalten für den Anspruch auf die Marktprämie sind nun die Anforderungen an die Fernsteuerbarkeit aus §§ 35 S. 1 Nr. 2 und 36 EEG 2014.<sup>64</sup> Anders als bei den technischen Einrichtungen nach § 9 EEG 2014 müssen hiermit nicht für den Netzbetreiber, sondern für den Direktvermarktungsunternehmer (oder eine andere Person, an die der Strom veräußert wird) die erforderlichen Einrichtungen vorgehalten werden, mit denen jederzeit die jeweilige Ist-Einspeisung abgerufen werden und die Einspeiseleistung ferngesteuert reduziert werden kann. Dieser Person muss zugleich die Befugnis eingeräumt werden, jederzeit die Ist-Einspeisung abzurufen und die Einspeiseleistung ferngesteuert in einem Umfang zu reduzieren, der für eine bedarfsgerechte Einspeisung des Stroms erforderlich ist. Eine ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung muss indes nicht vorgenommen werden, wenn dies nach genehmigungsrechtlichen Vorgaben nachweislich ausgeschlossen ist, § 36 I 1 Nr. 2 aE EEG 2014. Eine Erleichterung wird auch dadurch geschaffen, dass die Anforderungen an die Fernsteuerbarkeit erst zum Beginn des zweiten auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Kalendermonats erfüllt sein müssen, § 35 S. 2 EEG 2014. Unter den Voraussetzungen des § 36 II EEG 2014 muss die Fernsteuerbarkeit über ein Messsystem nach § 21 d EnWG gewährleistet werden. § 36 III EEG 2014 zeigt, dass Maßnahmen des Einspeisemanagements durch den Netzbetreiber vorrangig sind. Mit § 36 EEG 2014 geht es stattdessen um die Ermöglichung einer Fernsteuerung der Anlagen abhängig von den Erfordernissen am Markt.<sup>65</sup>

Außerdem dürfen Anlagenbetreiber in der geförderten Direktvermarktung den Strom nicht als Strom aus erneuerbaren Energien vermarkten.<sup>66</sup> Dies ergibt sich aus § 19 I Nr. 1 EEG 2014, wonach Anlagenbetreiber, welche eine Marktprämie geltend machen, dem Netzbetreiber das Recht überlassen müssen, den Strom als „Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas“ zu kennzeichnen.<sup>67</sup>

### 4. Berechnung der Marktprämie

Rechtsfolge ist ein Anspruch gegen den Netzbetreiber auf Zahlung einer Marktprämie, die rückwirkend für den betreffenden Kalendermonat berechnet wird (§§ 19 I Nr. 1, 34 II EEG 2014). Dazu wird von dem anzulegenden Wert für Strom aus der konkreten Anlage (nach Abzug der Degressi-

58 BT-Drs. 18/1304, 218 f.

59 Dazu s. BMU (ehem.: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz u. Reaktorsicherheit, jetzt: BMUB [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit]), Auslegungshilfe zur Massenbilanzierung nach § 27 c I Nr. 2 EEG 2012 vom 29.6.2012; BT-Drs. 18/1304, 220.

60 So bereits zum EEG 2012 *Wustlich/Müller*, ZNER 2011, 380 (389); *Wustlich in Altrock/Oschmann/Theobald* (o. Fn. 7), § 33 g Rn. 40.

61 *Wustlich in Altrock/Oschmann/Theobald* (o. Fn. 7), § 33 g Rn. 45.

62 BT-Drs. 18/1304, 206. Zu den Rechtsfolgen der früheren Mitteilungspflicht nach § 33 g I 2 Hs. 2 EEG 2012 s. *Salje*, EEG, 6. Aufl. 2012, § 33 g Rn. 12; *Wustlich in Altrock/Oschmann/Theobald* (o. Fn. 7), § 33 g Rn. 50.

63 Vgl. BT-Drs. 18/1304, 191, 207 f.; BT-Drs. 18/1891, 193.

64 Bislang handelte es sich um optionale Anforderungen nach § 3 MaPrV.

65 BT-Drs. 18/1304, 207.

66 BT-Drs. 18/1304, 188.

67 Letztlich ergibt sich dies auch aus dem Doppelvermarktungsverbot, BT-Drs. 18/1891, 208, vgl. auch *Schlacke in Altrock/Oschmann/Theobald* (o. Fn. 7), § 56 Rn. 23 f.



on) für den jeweiligen Monat ein Monatsmarktwert abgezogen (im EEG 2012 hieß dieser noch Referenzmarktwert). Dieser Monatsmarktwert wird nach Anlage 1 zum EEG 2014 ermittelt. Er soll für den Strom einen Marktwert ausdrücken, der theoretisch hätte erzielt werden können.

Die Höhe des Anspruchs auf die Marktprämie bestimmt sich demnach wesentlich nach den als Berechnungsgrundlage anzulegenden Werten. Hierbei handelt es sich nach § 23 I 2 EEG 2014 um den „zur Ermittlung der Marktprämie oder der Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas zu Grunde zu legende[n] Betrag nach den §§ 40–51 oder 55 in Cent pro Kilowattstunde“. In der Umstellung sämtlicher Förderbestimmungen auf die anzulegenden Werte anstatt auf die Einspeisevergütungen wird die Priorisierung der Direktvermarktung nochmals besonders deutlich.

## V. Der Anspruch auf eine Einspeisevergütung für kleine Anlagen

Für den Anspruch auf die Einspeisevergütung für kleine Anlagen nach § 37 EEG 2014 gelten zunächst die oben dargestellten allgemeinen und besonderen Fördervoraussetzungen des EEG (s. IV 1 und 2).

### 1. Leistungsgrenze

Zukünftig kann diese Einspeisevergütung nur noch bei kleinen EEG-Anlagen beansprucht werden. Hierfür sieht das Gesetz zwei Stufen vor, nach denen die feste Einspeisevergütung nur noch für jeweils kleinere Neuanlagen geltend gemacht werden kann, § 37 II EEG 2014. Für Strom aus vor dem 1.1.2016 in Betrieb genommenen Anlagen kann die Einspeisevergütung noch geltend gemacht werden, wenn die installierte Leistung der Anlagen höchstens 500 kW beträgt. Für Strom aus nach dem 31.12.2015 in Betrieb genommenen Anlagen reduziert sich diese Leistungsgrenze auf 100 kW.<sup>68</sup> Für die Leistungsgrenzen ist gegebenenfalls eine Verklammerung entsprechend § 32 I 1 EEG 2014 vorzunehmen, § 37 IV EEG 2014.

### 2. Abnahme und Andienungspflicht

Nach § 39 I EEG 2014 besteht der Anspruch auf eine Einspeisevergütung nur für Strom, der nach § 11 EEG 2014 tatsächlich von einem Netzbetreiber abgenommen worden ist. Wie bereits zum EEG 2012 spricht auch hier viel dafür, dass der Anlagenbetreiber seinen Anspruch auf eine Einspeisevergütung bereits dann geltend machen kann, wenn er den Strom dem Netzbetreiber verzugsbegründend zur Abnahme angeboten hat.<sup>69</sup>

Soll eine Einspeisevergütung in Anspruch genommen werden, gilt zudem die bereits aus den früheren Fassungen des EEG bekannte „Andienungspflicht“. Hiernach müssen Anlagenbetreiber – kurz gesagt – den gesamten in der Anlage erzeugten Strom, für den dem Grunde nach ein Förderanspruch nach dem EEG besteht, der nicht in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht wird und der durch ein Netz durchgeleitet wird, dem Netzbetreiber zur Verfügung stellen, § 39 II EEG 2014. Die Anlage darf zudem nicht am Regelenergiemarkt teilnehmen. Solange Anlagenbetreiber gegen die Andienungspflicht verstoßen – mindestens jedoch für die Dauer des gesamten Kalendermonats, in dem ein solcher Verstoß erfolgt – reduziert sich der anzulegende Wert auf den Monatsmarktwert, § 25 II 1 Nr. 4 EEG 2014.

## 3. Höhe der Einspeisevergütung

Die Höhe der Einspeisevergütung bemisst sich ebenfalls nach den anzulegenden Werten sowie nach §§ 20–32 EEG 2014. Dabei findet nach § 37 III EEG 2014 aber eine Absenkung der Werte statt, mit welcher die bei den anzulegenden Werten berücksichtigten Mehraufwendungen für die eigenständige Vermarktung des Stroms „herausgerechnet“ werden. Letztlich werden hiermit ähnlich wie mit der früheren Managementprämie (die nur bei EEG-Anlagen in der Direktvermarktung unter Inanspruchnahme der Marktprämie erhältlich war) die Kosten der Anlagenbetreiber bei einer Direktvermarktung berücksichtigt.<sup>70</sup> Indem zukünftig aber ein (deutlich reduzierter) Betrag von der festen Einspeisevergütung abgezogen statt als Prämie bei der Direktvermarktung gewährt wird, zeigt sich exemplarisch erneut die geänderte Gesetzssystematik. Die Direktvermarktung mit der Marktprämie ist zukünftig der (gesetzliche) Regelfall.

## VI. Der Anspruch auf eine Einspeisevergütung in Ausnahmefällen (Ausfallvergütung)

Der neu eingeführte Anspruch auf eine Einspeisevergütung in Ausnahmefällen (§ 38 EEG 2014) soll dazu dienen, dass die Investitionssicherheit für EEG-Anlagen auch dann weiterhin gegeben ist, wenn die Anlagenbetreiber den Strom künftig selbst vermarkten müssen (an Stelle ihn dem Netzbetreiber anzudienen). Bislang führte die vom EEG gewährte Einspeisevergütung dazu, dass die Investitionsrisiken bei EEG-Anlagen aus Sicht der Banken oft gering waren und damit keine hohen Risikoaufschläge kalkuliert werden mussten. Die neue „Ausfallvergütung“ soll dies auch im Interesse der Reduzierung der volkswirtschaftlichen Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien weiterhin ermöglichen, wenn die Direktvermarktung für viele EEG-Anlagen zukünftig zwingend ist.<sup>71</sup> Ihr kommt damit eine erhebliche Bedeutung bereits dadurch zu, dass sie zur Absicherung der Projekte existiert – auch wenn sie tatsächlich im Idealfall nicht in Anspruch genommen wird.

Der Anspruch auf die Einspeisevergütung nach § 38 EEG 2014 betrifft daher gerade EEG-Anlagen, die sich grundsätzlich in der geförderten Direktvermarktung befinden und ausnahmsweise ihren Strom vorübergehend nicht direkt vermarkten. Damit gelten die allgemeinen und besonderen Fördervoraussetzungen des EEG (s. IV 1 und 2). Außerdem gelten die Abnahme durch den Netzbetreiber und die Andienungspflicht ebenso wie bei Inanspruchnahme der festen Einspeisevergütung, § 39 EEG (s. oben V 2). Weitere – besondere – Voraussetzungen an die Einspeisevergütung in Ausnahmefällen sind nicht geregelt, was im Hinblick auf die angestrebte Absicherungsfunktion konsequent ist. Die Bezeichnung „in Ausnahmefällen“ allein ist keine Vergütungsvoraussetzung. Gegenüber den anzulegenden Werten findet jedoch eine Absenkung des Förderniveaus um 20 % statt, § 38 II EEG 2014. Diese wird aus wirtschaftlicher Sicht sicherstellen, dass diese Form der Einspeisevergütung nur in Ausnahmefällen in Anspruch genommen wird, so dass auf die Regelung von Voraussetzungen hierfür verzichtet werden konnte.<sup>72</sup> Die Ausfallvergütung dürfte aus demselben Grunde

68 Im GE waren zunächst noch eine Zwischenstufe und eine Beschränkung der Einspeisevergütung auf Anlagen bis 100 kW erst ab 2017 vorgesehen; s. zur Verschärfung BT-Drs. 18/1891, 195 f.

69 NVwZ-Extra 11/2012, 1 (6). So iErg auch *Salje*, EEG, 6. Aufl. 2012, § 16 Rn. 26, der für diesen Fall § 326 II BGB analog anwenden will.

70 *Vollprecht/Clausen*, EnWZ 2014, 112.

71 Vgl. BT-Drs. 18/1891, 196.

72 Vgl. BT-Drs. 18/1304, 134.

nur für grundsätzlich direktvermarktungspflichtige Anlagen beansprucht werden.<sup>73</sup>

## VII. Ausschreibungsverfahren als zukünftige Fördervoraussetzung

Ein Schwerpunkt der Novelle liegt auf der Vorbereitung von Ausschreibungsverfahren, über die spätestens ab 2017 für erneuerbare Energien generell die Höhe des Förderniveaus nach dem EEG ermittelt werden soll. Als Pilotmodell soll in einem ersten Schritt die Förderung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen in einer Größenordnung von etwa 400 MW jährlich durch Ausschreibungen vergeben werden, wofür das EEG 2014 die Grundlage legt.<sup>74</sup>

Die Einzelheiten des Ausschreibungsverfahrens sind einer Verordnung zur Ausschreibung der Förderung für Freiflächenanlagen vorbehalten. Für diese enthält § 88 EEG 2014 eine umfangreiche und detaillierte Verordnungsermächtigung, die dem Verordnungsgeber zugleich signifikanten Spielraum lässt.

Erkennbar ist jedoch der Mechanismus, mit dem Ausschreibungen zukünftig als Anspruchsvoraussetzung eingeführt werden. Nach § 55 III EEG 2014 verringert sich der anzulegende Wert für Freiflächenanlagen iSv § 51 I Nr. 2 und 3 EEG 2014 „ab dem ersten Tag des siebten auf die erstmalige Bekanntmachung einer Ausschreibung (...) folgenden Kalendermonats“ auf null. Ein halbes Jahr nach Start des ersten Ausschreibungsverfahrens ist die im Rahmen einer Ausschreibung erhaltene Förderberechtigung damit eine Fördervoraussetzung für Strom aus Photovoltaik-Freiflächenanlagen, s. § 55 II Nr. 1 EEG 2014. Hinzu treten die weiteren Voraussetzungen in § 55 II EEG 2014, von denen hervorzuheben ist, dass die Errichtung der Anlage im Bereich eines beschlossenen Bebauungsplans iSd § 55 II Nr. 2 EEG 2014 ausreicht. Auf die flächenbezogenen Voraussetzungen des § 51 I Nr. 2 und 3 EEG 2014 kommt es dann (vorbehaltlich der noch zu erlassenden Rechtsverordnung) nicht mehr an. Die weiteren

Vergütungsvoraussetzungen des EEG müssen aber eingehalten werden, § 55 II Nr. 4 EEG 2014.

Für andere EEG-Anlagen werden Ausschreibungen noch nicht als Anspruchsvoraussetzung ausgestaltet (s. aber die Zielbestimmung in § 2 V EEG 2014). Wegen der auf Freiflächenanlagen begrenzten Verordnungsermächtigung (§§ 88 iVm 55 EEG 2012) können Ausschreibungsverfahren für andere EEG-Anlagen erst durch eine weitere Novelle des EEG zu Anspruchsvoraussetzungen gemacht werden.<sup>75</sup> Um dies vorzubereiten, wird nach § 99 EEG ein Bericht über die Erfahrungen mit Ausschreibungen erstellt. Die Vertrauen schaffende Übergangsbestimmung des § 102 EEG 2014 ermöglicht insbesondere für Offshore-Windparks und nach dem BImSchG genehmigungsbedürftige EEG-Anlagen Planungen auch angesichts der zu erwartenden Erstreckung der Ausschreibungsverfahren auf andere EEG-Anlagen.

## VIII. Fazit

1. Das EEG 2014 ist ein behutsamer Systemwechsel hin zur verpflichtenden Direktvermarktung für EEG-Anlagen. Angesichts der Diskussionen in 2013 waren auch tiefgreifendere Änderungen des Fördersystems nicht ausgeschlossen. Stattdessen zeigt sich ab dem EEG 2009 rückblickend nun eine nahezu geradlinige Weiterentwicklung des EEG mit der Einführung einer geförderten Direktvermarktung im EEG 2012 und dessen grundsätzlich verpflichtender Vorgabe im EEG 2014. Indem der Gesetzgeber kleinere Anlagen von der Direktvermarktung ausnimmt bzw. schrittweise an diese heranhöhrt und den wichtigen Tatbestand der Einspeisevergütung in Ausnahmefällen schafft, wird das EEG 2014 den Ausbau der erneuerbaren Energien weiter voranbringen.

2. Für alle erneuerbaren Energieträger enthält das EEG 2014 zugleich aber erhebliche Einschnitte, wobei im Besonderen die Biomasse betroffen ist. Die Photovoltaik-Branche wird sich als Erste Ausschreibungsverfahren stellen müssen. Diese können zukünftig das Fördersystem grundlegend ändern. Der Gesetzgeber wird zeigen müssen, wie dabei das angestrebte Ziel erfüllt wird, dass bei Ausschreibungsverfahren die Akteursvielfalt erhalten bleiben soll (§ 2 V EEG 2014). ■

<sup>73</sup> BT-Drs. 18/1891, 193.

<sup>74</sup> BT-Drs. 18/1304, 2 (135 f., 163, 228).

<sup>75</sup> Vgl. BT-Drs. 18/1304, 135.