

› MERKBLATT 01/2015

Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren-Energie-Anlagen unter
Berücksichtigung der EEG Novelle 2014

Herausgegeben vom

Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU), Berlin

Berlin, April 2015

Alle Informationen und Hinweise ohne jede Gewähr und Haftung

Inhaltsübersicht

| | | |
|-------|---|----|
| 1 | Hintergrund und Zielstellung | 3 |
| 2 | Grundlagen zur Direktvermarktung von erneuerbarem Strom..... | 5 |
| 2.1 | Der Begriff der Direktvermarktung | 5 |
| 2.2 | Aktuelle Marktübersicht..... | 5 |
| 2.3 | Neuerungen im Rahmen der EEG-Novelle 2014 | 8 |
| 2.4 | Die Formen der Direktvermarktung nach dem EEG 2014 | 12 |
| 2.4.1 | Die geförderte Direktvermarktung: Das Marktprämienmodell | 13 |
| 2.4.2 | Die regionale Direktvermarktung im Marktprämienmodell | 16 |
| 2.4.3 | Die ungeförderte, sonstige Direktvermarktung | 17 |
| 2.4.4 | Anteilige Direktvermarktung & Vermarktung außerhalb des EEG | 17 |
| 3 | Direktvermarktungsunternehmen..... | 20 |
| 3.1 | Direktvermarktung: Eigenregie oder Dienstleister?..... | 20 |
| 3.2 | Hinweise bei der Auswahl des Dienstleisters..... | 21 |
| 4 | Hinweise zu Direktvermarktungsverträgen | 24 |
| 4.1 | Vergütungsregelungen | 25 |
| 4.2 | Festlegung der Vermarktungsform | 25 |
| 4.3 | Vermarktung steuerbarer Anlagen | 26 |
| 4.4 | Vereinbarung von Fahrplänen..... | 27 |
| 4.5 | Informations- und Registrierungspflichten | 28 |
| 4.6 | Sicherheiten..... | 28 |
| 4.7 | Haftung..... | 29 |
| 4.8 | Technische Risiken..... | 30 |
| 5 | Fazit..... | 31 |
| 6 | Glossar | 32 |

1 Hintergrund und Zielstellung

Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht vor, dass der Anteil der Erneuerbaren Energien (EE) am Bruttostromverbrauch auf mindestens 50 % bis 2030 und 80% bis 2050 ansteigen soll. Dabei beabsichtigt der Gesetzgeber, den Ausbau der EE-Anlagen künftig effizienter zu gestalten. Die Anlagenbetreiber sollen daher angereizt werden, ihre dargebotsabhängige Erzeugung besser an den tatsächlichen Bedarf anzupassen.

Im Zuge der Novelle des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) im Sommer 2014 wurde daher die Direktvermarktung für größere EE-Anlagen von einer Wahlmöglichkeit zur Pflicht. Gegenüber dem System der gesetzlichen, fixen Einspeisevergütung, in dem der Netzbetreiber den EE-Strom abnehmen und vermarkten musste, definiert das EEG den Begriff Direktvermarktung als den Verkauf von Strom aus erneuerbaren Energiequellen über die Strombörse oder an Klein- und Großabnehmer durch den Anlagenbetreiber. Dem Anlagenbetreiber ist es dabei allerdings freigestellt, ob er den Strom selbst oder über einen beauftragten Dritten vermarkten lässt.

Eine Umfrage des VKUs aus 2014 zeigt, dass es zwar bereits einige kommunale Energieversorger gibt, die in der Direktvermarktung aktiv sind. Allerdings ist dem allergrößten Teil das Thema Direktvermarktung von erneuerbarem Strom noch weitestgehend unbekannt. Gleichwohl planen viele von Ihnen den baldigen Einstieg.

Das vorliegende Merkblatt adressiert daher eine Reihe von Fragen, um Stadtwerken, die in die Direktvermarktung einsteigen wollen, einen Überblick über wichtige Aspekte der Direktvermarktung nach dem EEG 2014 zu geben. Dabei geht es nicht darum, jedwedes Detail der Direktvermarktung zu beleuchten, sondern ein Bewusstsein für die Veränderungen durch das EEG 2014 zu schaffen und einen Überblick über generelle Aspekte der direkten Vermarktung von erneuerbarem Strom zu geben. Das VKU-Merkblatt kann dabei den Unternehmen als Fundament für einen eigenen Maßnahmenkatalog für den Einstieg in die Direktvermarktung dienen. Im Fokus dieses Merkblattes stehen folgende Fragen:

- Was ist die Direktvermarktung?
- Wie ist die derzeitige Marktsituation in der Direktvermarktung?
- Welche Veränderungen bringt die EEG Novelle 2014?
- Welche Formen der Direktvermarktung gibt es?
- Was ist bei der Auswahl von Dienstleistern zu berücksichtigen?
- Was ist bei Direktvermarktungsverträgen zu beachten?

2 Grundlagen zur Direktvermarktung von erneuerbarem Strom

2.1 *Der Begriff der Direktvermarktung*

Grundsätzlich bezeichnet das Wort Direktvermarktung im EEG den direkten Verkauf von Energie aus Erneuerbaren Energien Anlagen an Groß- und Kleinabnehmer oder über die Strombörse, z.B. über den Spotmarkt der EPEX SPOT SE in Paris.

Die Direktvermarktung von Strommengen aus EE-Anlagen ist kein völlig neues Phänomen. Bereits seit dem EEG 2004 dürfen EE-Anlagen außerhalb jedweder Förderung nach dem EEG ihre Strommengen alternativ zur EEG Einspeisevergütung direkt vermarkten.

Mit der Überarbeitung des EEG im Jahr 2012 erhielten Anlagenbetreiber dann erstmals direkte ökonomische Anreize, für ihren Stromverkauf nicht mehr die gesetzliche Einspeisevergütung in Anspruch zu nehmen, sondern stattdessen den Strom selbst zu vermarkten oder dafür einen Dritten zu beauftragen. Dafür konnten Sie die sogenannte Markt-, Management und - Betreiber von Biogasanlagen - auch eine Flexibilitätsprämie beantragen.

Mit der EEG Novelle 2014 hat sich dies fundamental verändert. Das neue EEG sieht grundsätzlich für jeden Anlagenbetreiber einen Förderanspruch für Strom nach § 19 EEG 2014 vor. Dabei wird allerdings deutlich, dass gegenüber dem EEG 2012, die direkte Vermarktung von Strom im Marktprämienmodell der Regelfall statt die Ausnahme ist. Zwar besteht nach den §§ 37 und 38 EEG auch künftig noch ein Anspruch auf eine gesetzliche Einspeisevergütung, dies gilt jedoch nur in Ausnahmefällen und für Kleinanlagen.

2.2 *Aktuelle Marktübersicht*

Als das EEG in 2012 mit dem sogenannten Marktprämienmodell (siehe Abschnitt 2.4.1) startete, belief sich der Markt für direkt vermarkteten Strom aus EE-Anlagen auf rund 13,5 GW. Seitdem ist dieser Anteil sukzessive angestiegen: Inzwischen werden 46,6 GW

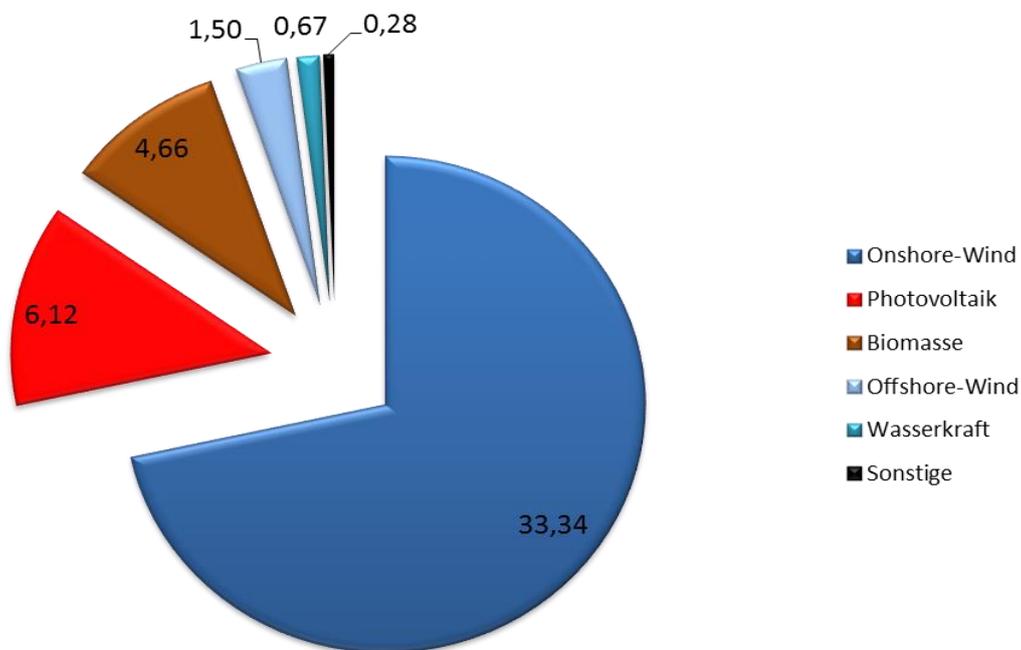
(Stand: Februar 2015) nach dem Marktprämienmodell direkt vermarktet. Bei gut 87 GW installierter Nettostromkapazität an EE-Anlagen in Deutschland bedeutet dies, dass

...bereits heute mehr als 50 % der nach EEG förderfähigen Anlagen in der Direktvermarktung...

sich bereits heute mehr als 50 % der nach EEG förderfähigen Anlagen in der Direktvermarktung über das Marktprämienmodell befinden.

Wie Abbildung 1 verdeutlicht, stammt das Gros der Anlagen, die über das EEG im Rahmen des Marktprämienmodells Förderung erhalten, mit 33,34 GW aus dem Segment Onshore-Wind. Danach kommt Photovoltaik (PV) mit 6,12 GW und Biomasse mit 4,66 GW. Während sich der allergrößte Teil der Windkraft- und Biomasseanlagen bereits in der direkten Vermarktung befindet, erhalten insbesondere Photovoltaikanlagen nach wie vor überwiegend Förderung aus dem System der gesetzlichen, fixen Einspeisevergütung.

Abbildung 1: Technologien in der geförderten Direktvermarktung (in GW, Februar 2015)



Quelle: www.netztransparenz.de

Im Vergleich zu anderen Formen der Direktvermarktung ist das Marktprämienmodell bzw. die geförderte Direktvermarktung nach wie vor die attraktivste Form der Direktvermarktung, insbesondere seitdem das sogenannte Grünstromprivileg mit dem EEG 2014 endgültig abgeschafft wurde. Nur ein sehr geringer Teil EEG-förderfähiger Anlagen (insgesamt 1-2% im Bereich Onshore-Wind, Biomasse und Wasserkraft) befindet sich in der sonstigen, ungeforderten Direktvermarktung (siehe 2.4.3).

Es gibt derzeit rund 150 Unternehmen, die bei den Übertragungsnetzbetreibern in Deutschland einen Marktprämienbilanzkreis angemeldet haben (vgl. § 35 Abs. 3 EEG). Ohne die Anmeldung eines derartigen Bilanzkreises besteht kein Anspruch auf Förderung nach dem EEG. Die Direktvermarktungsunternehmen bilanzieren und vermarkten darüber in der Regel sowohl den Strom aus ihren eigenen Anlagen als auch den von Betreibern, für die sie die Vermarktung im Rahmen eines Dienstleistungsverhältnisses abwickeln.

Bekanntermaßen ist die Zahl der in der Direktvermarktung aktiven Unternehmen aber weitaus geringer. Schätzungen zufolge gibt es rund 80-100 aktive Direktvermarkter in

....ein gutes Dutzend Unternehmen, die Portfolien mit mindestens 2000 MW bewirtschaften...

Deutschland. Der allergrößte Teil dieser Unternehmen bewirtschaftet EE-Portfolien, die sich im zwei bis niedrigen dreistelligen Megawatt-Bereich (MW) bewegen. Darüber hinaus gibt es ein gutes Dutzend Unternehmen,

die Portfolien mit mindestens 2000 MW bewirtschaften; wobei der größte Direktvermarkter in Deutschland knapp 9000 MW unter Vertrag hat. Die Mehrheit der großen Direktvermarkter vermarktet Portfolien zwischen 2000 - 4000 MW¹.

Hinsichtlich der Technologieanteile zeigt sich, dass sowohl Strom aus Windkraftanlagen als auch PV und Biomasse in nahezu allen Portfolien vertreten ist. Allerdings macht On-

¹ Vgl. hierzu u.a. Köpke, Ralf (2015): Der Wettbewerbsdruck nimmt weiter zu, in: Energie und Management, 1. Februar 2015, 3/15, S. 36-37.

hore-Wind mengenmäßig in den allermeisten Portfolien den mit Abstand größten Anteil aus.

Darüber hinaus gibt es zahlreiche Marktteilnehmer, die gezielt steuerbare EE-Anlagen (z.B. Biomasse) in ihr Portfolio integrieren, um mehr Flexibilität in der Vermarktung zu bekommen und so besser auf Preissignale aus den unterschiedlichen Märkten zu reagieren. Der Aufbau sogenannter virtueller Kraftwerke ist dabei der Schlüssel zum Erfolg. Allerdings sind die Entwicklungskosten für ein virtuelles Kraftwerk hoch. Experten erachten eine kontrahierte Mindestmenge im mittleren dreistelligen Bereich als notwendig, um ein virtuelles Kraftwerk langfristig wirtschaftlich zu betreiben. Dies ist derzeit nur bei sehr wenigen Marktteilnehmern gegeben.

Eine Umfrage des VKU aus 2014 verdeutlicht, dass eine wachsende Zahl von sowohl kleinen und mittelgroßen als auch großen Stadtwerken auf dem Gebiet der Direktvermarktung aktiv ist und Förderung nach dem Marktprämienmodell erhält. Die Portfoliogröße vieler liegt jedoch eher im niedrigen zweistelligen Bereich und lediglich von vier kommunalen Unternehmen ist bekannt, dass sie mehr als 1000 MW über ihren eigenen Bilanzkreis vermarkten.

...wachsende Zahl von sowohl kleinen und mittelgroßen als auch großen Stadtwerken auf dem Gebiet der Direktvermarktung aktiv...

Die Stadtwerke vermarkten hauptsächlich ihre eigenen Anlagen und lassen dies auch häufig von einem Dienstleister durchführen. Allerdings gibt es immer öfter Konstellationen, in denen vor allem kleine bis mittelgroße Stadtwerke eine Art „Mittlerfunktion“ zwischen einem privaten Anlagenbetreiber vor Ort (z.B. Gewerbebetrieb) und einem Dienstleister wahrnehmen, der die Anlagen über seinen Bilanzkreis mit vermarktet.

2.3 Neuerungen im Rahmen der EEG-Novelle 2014

Mit der Überarbeitung des EEG im Sommer 2014 hat der Gesetzgeber einen neuen Rechtsrahmen für den weiteren Ausbau und die Vermarktung von Strom aus EE-Anlagen

geschaffen. Einige der wichtigsten Neuregelungen wollen wir hier nachfolgend kurz darstellen:

- Das EEG 2014 gilt ausschließlich für **Neuanlagen**, die nach dem 31.07.2014 in Betrieb genommen werden. Für Bestandsanlagen gilt ebenfalls das EEG 2014. Allerdings gelten für Bestandsanlagen aus Gründen des Vertrauensschutzes und der Investitionssicherheit wesentliche Regelungen des EEG 2012 fort. Dazu gehören insbesondere Vergütungsansprüche.
- Neben einer großflächigen **Absenkung der technologiespezifischen Einspeisevergütung bzw. der anzulegenden Werte** (vgl. hierzu §§ 37-39 und 41-51 EEG), leitet das EEG 2014 auch den Umbau der Fördersystematik ein (§ 55 EEG). Die Förderhöhe für zahlreiche EE-Anlagen soll ab 2017 über **Ausschreibungen** bestimmt werden. Dafür läuft derzeit ein Pilotprojekt, in dem die Förderhöhe für Photovoltaik Freiflächenanlagen eruiert werden soll. Die in diesem Zusammenhang gemachten Erfahrungen sollen dann für die Bestimmung der Förderhöhe bei allen anderen EE-Technologien genutzt werden.
- Darüber hinaus ist eine **Deckelung des jährlichen Zubaus** einiger EE-Technologien vorgesehen, wie die folgende Übersicht verdeutlicht:

Abbildung 2: Technologiespezifische Zubaugrenze pro Jahr

| Photovoltaik | Wind an Land | Wind auf See | Biomasse |
|--------------|--------------|--------------|----------|
| 2,4-2,6 GW | 2,4-2,6 GW | 6,5 GW | 100 MW |

Quelle: Erneuerbare-Energien-Gesetz, 2014

- Angesichts des wachsenden Ungleichgewichtes bei der Finanzierung der EEG-Umlage und der steigenden Attraktivität von Eigenstromversorgungsmodellen, entschied sich der Gesetzgeber dafür, mit den §§ 5 Nr. 12 und 61 EEG ab dem 01.08.2014 den **Eigenverbrauch bei Anlagen ab 10 KW mit in die EEG-Umlagefinanzierung** einzubeziehen. Demnach müssen die Betreiber aller EEG-

und KWK-Neuanlagen ab 10 kW mindestens 30 % der EEG-Umlage zahlen. Neben der Attraktivität der privaten Eigenversorgung sank dadurch auch die lokale Vor-Ort-Vermarktung von nicht über das EEG geförderten EE-Strom. Der EEG-Umlageanteil für Eigenverbraucher steigt ab 2016 und 2017 auf respektive 35% und 40%.

- Hinzu kommen nach § 74 EEG veränderte **Meldepflichten bei Eigenversorgern**, die mit der Eigenversorgung nach dem 31.07.2014 begonnen haben und mehr als 10 MWh pro Kalenderjahr verbrauchen. Diese sind künftig dazu verpflichtet, dem regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber bis zum 31.04. des Folgejahres die Energiemengen elektronisch mitzuteilen, die sie selbst verbraucht haben.
- Ein weiterer Systemwechsel erfolgte, wie eingangs erwähnt, mit **der Einführung der Direktvermarktungspflicht**. Nach § 2 Abs. 2 EEG 2014 unterliegen grundsätzlich alle EE-Anlagen der Direktvermarktung. Allerdings gibt es einige Ausnahmefälle, so dass die de-facto Direktvermarktung nur für Neuanlagen ab 500 kW (08/2014) und ab 100 kW (01/2016) verpflichtend ist (§37 Abs. 2 EEG); ausgeschlossen sind auch Anlagen, die bis zum 31.07.2014 in Betrieb genommen wurden (§ 100 EEG, „Bestandsschutz“).
- Der Gesetzgeber macht bei der verpflichtenden Direktvermarktung deutlich, dass das **Marktprämienmodell**, das in Abschnitt 2.4.1 näher erläutert wird, der Regelfall der Förderung nach dem EEG werden soll.
- Während es im EEG 2012 neben der Marktprämie noch eine Managementprämie gab, die dafür vorgesehen war, einen Anreiz für den Schritt in die Direktvermarktung zu setzen, ist die **Managementprämie mit dem EEG 2014 nahezu abgeschafft** worden. Sie wird heute nur noch geringfügig über den anzulegenden Wert berücksichtigt und beträgt 0,4 Ct/kWh bei volatilen Erzeugungsanlagen und 0,2 Ct/kWh bei regelbaren Anlagen. Bestandsanlagen, die bis zum 31.07.2014 in Betrieb genommen wurden, können nach wie vor die Managementprämie in Anspruch nehmen. Die Managementprämie ist gedacht, um die

spezifischen Kosten einer Direktvermarktungsinfrastruktur (z.B. Intraday-Handelsanbindung, Börsenentgelte, Prognoseerstellung, Fachpersonal) zu decken.

- Um zusätzliche Anreize für eine bedarfsorientierte Stromeinspeisung aus EE-Anlagen zu schaffen, sowie den Anforderungen aus den EU-Leitlinien zu Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 nachzukommen, ist eine **Absenkung des anzulegenden Wertes auf Null** vorgesehen, wenn der Spotmarkt Börsenstrompreis der EPEX SPOT in sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist. Diese Regelung gilt nach § 24 Abs. 3 EEG jedoch nur bei Anlagen, die nach dem 31.12.2015 in Betrieb genommen werden und deren installierte Leistung nicht unter 500 KW liegt.
- Nicht zuletzt sind alle Betreiber, die sich im System der geförderten Direktvermarktung befinden, nach § 35 Nr. 2 EEG 2014 verpflichtet, ihre EE-Anlagen mit einer **Fernsteuerung** auszustatten. Bei Neuanlagen muss zwei Monate nach Inbetriebnahme eine Fernsteuereinrichtung vorhanden sein. Da die Fernsteuerpflicht auch für Anlagen gilt, die vor dem 01.08.2014 in Betrieb genommen wurden und Marktprämienförderung erhalten, erlaubt der Gesetzgeber eine Nachrüstungsfrist bis 31.03.2015. Falls die Fernsteuerpflicht bei Bestandsanlagen nicht erfüllt werden kann, müssen die Anlagen spätestens mit dem 01.04.2015 wieder in die gesetzliche Einspeisevergütung wechseln, was mit einem generellen Verlust des Anspruchs auf Förderung nach dem Marktprämienmodell einhergeht.
- Für Biogas- und Biomethanueanlagen ab 100 KW kann weiterhin ein Flexibilitätszuschlag nach § 53 EEG 2014 beantragt werden. Mit dem **Flexibilitätszuschlag**, der in ähnlicher Form aber unter anderem Namen („Flexibilitätsprämie“) im EEG 2012 geführt wurde, soll der Zubau regelbarer EE-Anlagen angereizt werden.
- Nach § 6 EEG ist außerdem die Pflicht hinzugekommen, dass alle Neuanlagen, deren Inbetriebnahme nach dem 31.07.2014 liegt, sich in dem **Anlagenregister**

der Bundesnetzagentur zu registrieren haben. Die Meldepflicht trifft Anlagen zur Gewinnung von Strom aus erneuerbaren Energien, wie Windkraftanlagen an Land und auf See, Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse, Geothermie und Wasserkraft. Solaranlagen werden weiterhin über das PV-Meldeportal der Bundesnetzagentur erfasst. Bestandsanlagen müssen sich nur melden, wenn bestimmte meldepflichtige Ereignisse eintreten. Dies kann z.B. eine Änderung der installierten Leistung sein.

2.4 Die Formen der Direktvermarktung nach dem EEG 2014

Das EEG unterscheidet grundsätzlich zwischen zwei verschiedenen Formen der Direktvermarktung:

- 1.) Die direkte Vermarktung von EE-Strom zum Zwecke der Inanspruchnahme der Marktprämie, die **geförderte Direktvermarktung**.
- 2.) Die Direktvermarktung ohne Inanspruchnahme einer finanziellen Förderung, die **ungeförderte, sonstige Direktvermarktung**.

Bis zum 31.07.2014 sah das EEG zudem noch den Weg der direkten Vermarktung von Strom zum Zwecke der Verringerung der EEG-Umlage vor. Dabei wurde Strom aus EE-Anlagen nicht über den Spotmarkt einer Strombörse vertrieben, sondern direkt von Anlagenbetreibern an Großhändler oder größere Abnehmer verkauft. Der Vorteil dieses Modells bestand darin, dass sich die Händler über eine bestimmte Zusammenstellung ihres Stromportfolios aus Grün- und Graustromprodukten die EEG-Umlage einsparen konnten und anteilig die Grünstromeigenschaft des Stroms vermarkten durften.

Für manche Vermarkter war diese Form attraktiv, da sie hierüber einen höheren Erlös erzielen konnten als über den Börsenverkauf. Diese im Volksmund als „Grünstromprivileg“ bezeichnete Form der Direktvermarktung wurde jedoch mit der EEG-Novelle 2014 ersatzlos gestrichen; ihre Bedeutung war bereits mit der EEG-Novelle 2012 zurückgegangen.

Das EEG 2014 sieht unter § 96 Abs. 5 eine Verordnungsermächtigung vor, wonach die Bundesregierung eine zusätzliche Form der Direktvermarktung schaffen darf, die es explizit wieder ermöglichen soll, die grüne Eigenschaft des Stroms zu vermarkten. Ob und in welcher Ausgestaltung dies erfolgt, wird derzeit noch diskutiert.

2.4.1 Die geförderte Direktvermarktung: Das Marktprämienmodell

Als Alternative zur gesetzlichen Einspeisevergütung wird das Marktprämienmodell am häufigsten gewählt, um Förderung aus dem EEG zu erhalten. Wie bereits in Abschnitt 2.2 verdeutlicht, werden schon heute mehr als 50 % der nach dem EEG geförderten Strommengen im Rahmen des Marktprämienmodells über die Strombörse oder an Großabnehmer verkauft.

Das Marktprämienmodell wurde bereits mit der EEG-Novelle 2012 als lukrativste Form der Direktvermarktung eingeführt. Im Kern sieht die unter § 20 Abs. 1 Nr. 1 EEG beschriebene Form der Direktvermarktung vor, den finanziellen Unterschied zwischen dem Markterlös, der zum Beispiel durch den Verkauf des EEG-Stroms über die Börse generiert wird, und der technologiespezifischen gesetzlichen Einspeisevergütung über die Marktprämie auszugleichen. Falls der Anlagenbetreiber die Vermarktung selbst übernimmt, erhält er den gesamten Markterlös für die verkaufte Energie am Spotmarkt und die Marktprämie vom Netzbetreiber, wenn er die entsprechenden Voraussetzungen für die Inanspruchnahme der Marktprämie erfüllt (siehe unten; vgl. § 35 EEG 2014).

Die Marktprämie ergibt sich aus der Differenz des anzulegenden Werts für die jeweilige erneuerbare Erzeugungstechnologie und dem energieträgerspezifischen Monatsmarktwert (bzw. Referenzmarktwert im EEG 2012). Der energieträgerspezifische Monatsmarktwert steht dabei für einen ex-post ermittelten, durchschnittlichen monatlichen Börsenstrompreis für die Preiszone Deutschland/Österreich am Spotmarkt der Strombörse EPEX SPOT. Vereinfacht betrachtet, ist der anzulegende Wert die hypothetische anlagenspezifische Einspeisevergütung, die dem Anlagenbetreiber zugestanden hätte, wenn er statt der Marktprämie Förderung über das System der festen Einspeisevergü-

tung bezogen hätte. Das neue EEG definiert die anzulegenden Werte für alle EE-Technologien in den §§ 41 – 51.

Der zentrale Vorteil des Marktprämienmodells besteht darin, dass man unter bestimmten Umständen einen höheren Markterlös durch den Verkauf seiner Strommengen am Spotmarkt erzielen kann, als über das System der gesetzlichen Einspeisevergütung.

...Vorteil des Marktprämienmodells besteht darin, dass man unter bestimmten Umständen einen höheren Markterlös durch den Verkauf seiner Strommengen am Spotmarkt erzielen kann...

Das ist immer dann der Fall, wenn der Strom während eines Nachfrageüberhangs

(z.B. in der Mittagszeit oder am Abend) auf dem Spotmarkt vermarktet wird. In diesen Zeiten lassen sich höhere Verkaufserlöse generieren, als wenn der Strom zu den Zeiten verkauft wird, in denen ein Angebotsüberhang vorherrscht.

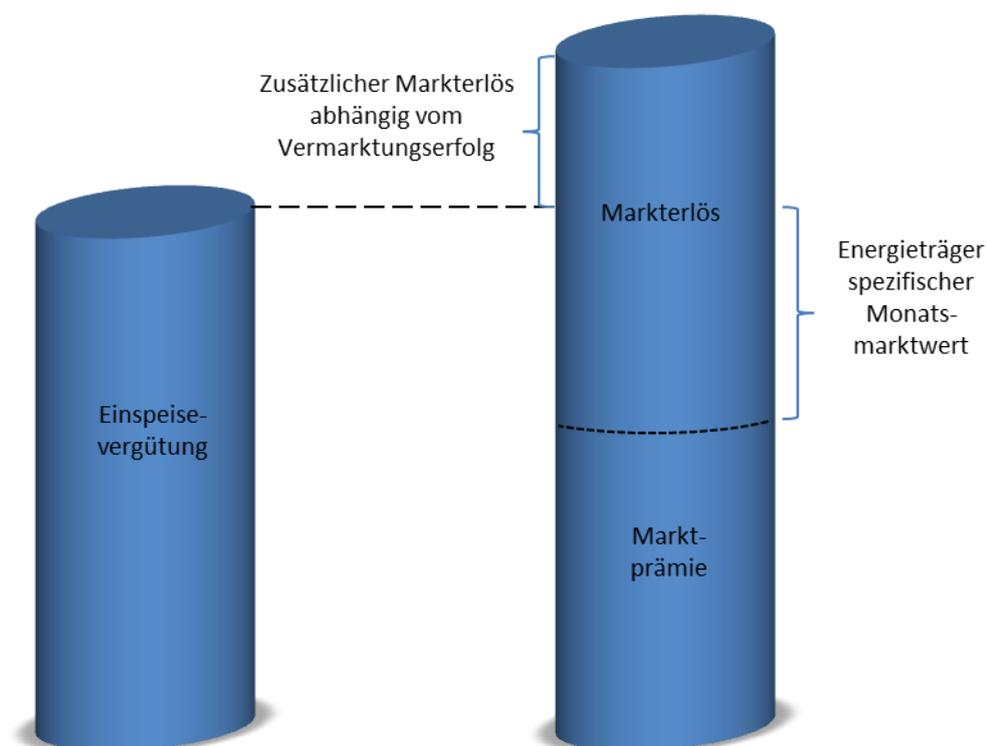
Der Direktvermarktungsgesamterlös ist immer dann höher, wenn der Strom oberhalb des für den jeweiligen Monat festgelegten, durchschnittlichen energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes verkauft wurde und die vermarkteten Anlagen so gefahren werden, dass zum Zeitpunkt eines Angebotsüberhangs kein Strom eingespeist wurde, um niedrigere Spotmarktpreise zu vermeiden.

Solange die tatsächlichen Verkaufserlöse des Vermarkters über dem energieträgerspezifischen Monatsmarktwert liegen, kann im Marktprämienmodell im Vergleich zur gesetzlichen Einspeisevergütung ein Mehrerlös generiert werden. Systemisch lässt sich dadurch eine bedarfsgerechtere Stromerzeugung anreizen, die die tatsächliche Situation von Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt zum jeweiligen Zeitpunkt berücksichtigt.

Abbildung 3 stellt noch einmal die Erlösbestandteile Marktprämie, energieträgerspezifischer Monatsmarktwert und zusätzlicher Markterlös der Einspeisevergütung gegenüber und verdeutlicht das Mehrerlöspotential im Rahmen des Marktprämienmodells.

Der zusätzliche Markterlös, der vom Vermarktungserfolg abhängt, kommt entweder dem Anlagenbetreiber zugute, wenn dieser seine Strommengen selbst vermarktet, oder wird je nach Ausgestaltung des Direktvermarktungsvertrages zwischen den Vertragsparteien aufgeteilt (siehe hierzu auch Abschnitt 4.1).

Abbildung 3: Mehrerlöspotential im Marktprämienmodell



Quelle: Eigene Darstellung

Um Förderung nach dem Marktprämienmodell sowohl für Bestands- als auch Neuanlagen zu erhalten, sind bestimmte gesetzliche Voraussetzungen bzgl. der Bilanzierung, Meldefristen und Messung zu erfüllen, die § 35 EEG näher erläutert. Darüber hinaus muss sichergestellt sein, dass grundsätzlich die Anspruchsvoraussetzungen für die geförderte Direktvermarktung nach § 19 EEG erfüllt sind.

Damit einher geht unter anderem, dass für die Anlage keine vermiedenen Netzentgelte nach der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) in Anspruch genommen werden und der aus der Anlage stammende Strom über einen reinen Bilanzkreis oder Unterbilanzkreis bilanziert wird, über den nur Energiemengen aus dem Marktprämienmodell direkt vermarktet werden.

Wie oben bereits erwähnt, ist mit dem EEG 2014 für Marktprämienanlagen außerdem noch die Fernsteuerpflicht hinzugekommen.

Biogas- und Biomasseanlagenbetreiber können auch künftig im Rahmen der geförderten Direktvermarktung zusätzlich Förderung über den Flexibilitätszuschlag für regelbare Anlagen erhalten. Bestandsanlagenbetreiber hingegen haben weiterhin Anspruch auf die Flexibilitätsprämie nach dem EEG 2012.

Abschließend sei noch angemerkt, dass sowohl für Bestandsanlagen (§ 61 Absatz 3 EEG), die vor dem 01.08.2014 in Betrieb gingen, als auch kleinere Neuanlagen (<500 KW bis 31.12.2015, ab 01.01.2016 <100 KW) weiterhin die Möglichkeit besteht, monatlich zwischen dem Marktprämienmodell und der gesetzlichen Einspeisevergütung zu wechseln.

2.4.2 Die regionale Direktvermarktung im Marktprämienmodell

Neben dem Verkauf des Stroms über die Börse, bietet das Marktprämienmodell auch den regionalen Stromverkauf über das öffentliche Stromnetz direkt an Dritte an. In dieser Form der Direktvermarktung erhält der Anlagenbetreiber die Marktprämie im Normalfall vom Netzbetreiber. Darüber hinaus zahlt ihm der regionale Stromvermarkter einen attraktiven Abnahmepreis für die ordnungsgemäße Stromlieferung. Aufgrund der regionalen Vermarktung des Stroms, die voraussetzt, dass Stromeinspeisung (aus Anlagen mit max. 2 MW) und Stromverbrauch zeitgleich stattfinden und in einem räumlichen Zusammenhang stehen, können Einsparungen bei der Stromsteuer erzielt werden (vgl. § 9 Abs. 1 StromStG). Der Grünstromvermarkter kann daher dem Endverbraucher einen günstigeren Strompreistarif anbieten als bei einem Stromprodukt vom Markt.

2.4.3 Die ungeförderte, sonstige Direktvermarktung

Die Form der „nicht geförderten, sonstigen Direktvermarktung“ (§ 20 Abs. 1 Nr. 2 EEG) wird derzeit nur vereinzelt in Anspruch genommen, da insbesondere bei den nicht kon-

Die Form der „nicht geförderten, sonstigen Direktvermarktung“ wird derzeit nur vereinzelt in Anspruch genommen...

ventionellen EE-Anlagen (insbesondere PV und Offshore Wind) die Stromgestehungskosten noch zu hoch sind. Daher kann in der Regel auch nicht auf die Inan-

spruchnahme einer finanziellen Förderung über die Marktprämie verzichtet werden. Aktuell sind lediglich einige wenige Wasserkraft- und Biomasseanlagen sowie Onshore-Windanlagen in der sonstigen Direktvermarktung.

Allerdings wächst das Interesse an dieser Form der Direktvermarktung mit den weiter fallenden Technologiekosten bei PV und Wind. Insbesondere für neue Anlagen und Anlagen, die aus der Förderung herausfallen sowie diejenigen, die keinen Anspruch mehr auf Förderung nach der Marktprämie haben, kann die ungeförderte Direktvermarktung interessant sein.

Biogas- und Biomasseanlagen haben auch in der sonstigen Direktvermarktung die Möglichkeit, von dem Flexibilitätszuschlag zu profitieren. Darüber hinaus ist es möglich, im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung Herkunftsnachweise zu nutzen und dadurch die Grünstromeigenschaft des Stroms an Kunden zu verkaufen. Diese Möglichkeit besteht nicht über das Marktprämienmodell, da dies gegen das Doppelvermarktungsverbot nach § 80 EEG 2014 verstoßen würde.

2.4.4 Anteilige Direktvermarktung & Vermarktung außerhalb des EEG

Weiterhin ist anzumerken, dass nach § 20 Abs. 2 auch künftig eine anteilige Direktvermarktung nach verschiedenen Veräußerungsformen möglich ist. So können Vertriebe sowohl einen Teil ihrer Energiemengen z.B. über das Marktprämienmodell als auch über die sonstige Direktvermarktung unter Verwendung von Herkunftsnachweisen vertrei-

ben. Dabei muss jedoch sichergestellt sein, dass die prozentuale Aufteilung zwischen den verschiedenen Veräußerungsformen nachweislich jederzeit eingehalten wird.

Abschließend möchten wir hier noch einmal darauf hinweisen, dass das EEG den Begriff der Direktvermarktung untrennbar mit der Vermarktung von Strom über das öffentliche Stromnetz verbindet (vgl. § 5 Nr. 9 EEG 2014).

Darüber hinaus gibt es noch andere Modelle und Veräußerungsformen für erneuerbaren Strom, bei denen keine Anbindung an das öffentliche Strom-

...andere Modelle und Veräußerungsformen für erneuerbaren Strom, bei denen keine Anbindung an das öffentliche Stromnetz vorausgesetzt wird.

netz vorausgesetzt wird. Allerdings werden auch diese Formen oft gemeinhin unter dem Begriff Direktvermarktung subsumiert. Der Übersichtlichkeit halber werden in der folgenden Abbildung zwei weit verbreitete Formen, das Eigenverbrauchsmodell und die Vor-Ort-Vermarktung, inklusive ihrer Charakteristika mit aufgenommen.

Abbildung 4: : Unterschiedliche Formen der Vermarktung von EE-Strom inner- und außerhalb des EEG 2014

| | Form der Vermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien Anlagen | | | | |
|--------------------------|--|---|---------------------------------------|--|---|
| | Marktprämienmodell | Regionale Direktvermarktung | Sonstige Direktvermarktung | Eigenverbrauch | Vor-Ort-Vermarktung |
| Netzdurchleitung | Ja | Ja | Ja | Nein | Nein |
| EEG-Umlagepflicht | Ja | Ja | Ja | Anteilig | Ja |
| Begünstigungen | - Förderung nach EEG | - Förderung nach EEG <i>Wegfall:</i> - Ggf. Stromsteuer | <i>Wegfall:</i> - Ggf. Stromsteuer | <i>Wegfall:</i> - Anteilige Befreiung EEG-Umlage - Netznutzungsentgelt - Netzentgeltabhängige Umlagen - Konzessionsabgabe - Stromsteuer | <i>Wegfall:</i> - Netznutzungsentgelt - Netzentgeltabhängige Umlagen - Konzessionsabgabe - Ggf. Stromsteuer |
| Verwendung HKN | Nein | Nein | Ja | Nein | Nein |

3 Direktvermarktungsunternehmen

3.1 Direktvermarktung: Eigenregie oder Dienstleister?

Mit der EEG-Reform 2014 wurden die Netzbetreiber von ihrer Pflicht, den Grünstrom aus größeren Neuanlagen abzunehmen und über den Spotmarkt zu vermarkten, befreit. Gleichzeitig werden Neuanlagenbetreiber selbst stärker in die Pflicht genommen.

Eine der Grundsatzfragen, die man sich daher als Einsteiger in der Direktvermarktung stellen muss, ist, ob man die Vermarktung des Stroms aus den EE-Anlagen in Eigenregie durchführt oder dafür ein Direktvermarktungsunternehmen in Anspruch nimmt.

Ein Direktvermarktungsunternehmen ist nach § 5 Nr. 10 EEG „wer von dem Anlagenbetreiber mit der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas beauftragt ist oder Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas kaufmännisch abnimmt, ohne insoweit Letztverbraucher dieses Stroms oder Netzbetreiber zu sein“.

Eine Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell in Eigenregie, z.B. über die EPEX Spot, ist insbesondere für kleinere Marktteilnehmer bzw. Bilanzkreisverantwortliche mit

...Direktvermarktung...insbesondere für kleinere Marktteilnehmer bzw. Bilanzkreisverantwortliche mit nicht unerheblichen Herausforderungen verbunden.

nicht unerheblichen Herausforderungen verbunden. Neben der Anmeldung eines Marktprämien-Bilanzkreises, dem Aufbau eines Schichtbetriebes mit zusätzlichem

qualifiziertem Fachpersonal, der Erstellung hochwertiger Prognosen, einer entsprechenden IT- und Vertriebsstruktur sowie der Kommunikation mit den entsprechenden Marktpartnern (ÜNB, VNB, Börse), wird nicht zuletzt auch eine 24/7 Handels- und Nominierungsinfrastruktur für eine ordnungsgemäße Direktvermarktung vorausgesetzt.

Es ist bekannt, dass die Bundesnetzagentur von Direktvermarktungsunternehmen eine aktive Teilnahme am Intra-Day-Handel erwartet, um die Pflichten nach § 4 Abs. 2

StromNZV und Ziffer 5.2. des Standardbilanzkreisvertrags zu erfüllen². Eine aktive untertägige Bewirtschaftung von Bilanzkreisen ist in Zeiten wachsender Einspeisung aus volatilen Erzeugungsanlagen jedoch auch aus ökonomischen Gründen geboten, um hohe Kosten im Rahmen der Ausgleichsenergie zu vermeiden.

Der Aufbau eines eigenen rund-um-die-Uhr-Handelszugangs ist allerdings mit hohen jährlichen Kosten verbunden. Schätzungen zufolge können sich diese auf 0,5 – 1 Mio. Euro/Jahr belaufen³. Viele Marktteilnehmer – insbesondere auch kleinere Stadtwerke – entscheiden sich daher für einen Dienstleister bzw. ein Direktvermarktungsunternehmen, das ihnen bei der Abwicklung ihres Direktvermarktungsgeschäftes zur Seite steht.

3.2 Hinweise bei der Auswahl des Dienstleisters

In Abschnitt 2.2 wurde bereits eine Übersicht über die aktuelle Marktsituation und die Anzahl der Teilnehmer gegeben. Branchenkenner erwarten eine weitere Marktkonsolidierung, da Direktvermarktungsunternehmen trotz abnehmender Förderung über das EEG und sinkender Margen ständig in Prognoseverbesserungen, Datenverfügbarkeit und neue Vermarktungsoptionen investieren müssen.

...Branchenkenner erwarten eine weitere Marktkonsolidierung...

Es ist wahrscheinlich, dass die Zahl der aktiven Marktteilnehmer im Rahmen der mittelfristigen Marktkonsolidierung auf nur noch 20-30 Unternehmen mit einer Portfoliogröße von jeweils mindestens 1.500-2.000 MW abschmelzen wird. Demzufolge werden auch Angebotsvielfalt und Auswahlmöglichkeit kleiner. Insbesondere für kleinere Stadtwerke, die die EE-Vermarktung nicht selbst abwickeln können und auf einen Dienstleister angewiesen sind, muss in diesem

² Siehe: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2013/BK6-13-104/BK6-13-104Positionspapier.html (Stand: Januar 2015).

³ Siehe u.a. Reeg et al. (2013): Weiterentwicklung eines agentenbasierten Simulationsmodells (AMIRIS) zur Untersuchung des Akteursverhaltens bei der Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Fördermechanismen – Abschlussbericht, April 2013, Stuttgart, Vilshofen, Saarbrücken.

Umfeld sichergestellt sein, dass sie auch künftig einen fairen Zugang zum Dienstleistungsmarkt haben.

Auch wenn das Gros der heutigen Direktvermarktungsunternehmen ähnliche Leistungen bzgl. Marktpartnerkommunikation, Fahrplanmanagement, Bilanzkreisbewirtschaftung, etc. anbietet, unterscheiden sich die Dienstleister hinsichtlich ihrer individuellen Ange-

...empfiehlt der VKU, frühzeitig Angebote von unterschiedlichen Direktvermarktungsunternehmen einzuholen und zu vergleichen.

bote zum Teil erheblich. Das gilt sowohl hinsichtlich der Anforderungen an Leistung, Art und vertragliche Ausgestaltung als auch bei der garantierten Vergütung.

Daher empfiehlt der VKU, frühzeitig Angebote von unterschiedlichen Direktvermarktungsunternehmen einzuholen und zu vergleichen.

Die Suche nach dem richtigen Direktvermarkter ist alles andere als trivial und die Vielzahl an Informationen und Aspekten, die zu berücksichtigen sind, erschweren die Auswahl. Einige Anbieter von Direktvermarktungsdienstleistungen bieten potenziellen Interessenten die Möglichkeit, über ihre Internetseite direkt Erlöse aus der Vermarktung von Energiemengen aus Ihrer EE-Anlage zu berechnen⁴.

In der Zwischenzeit haben sich aber auch Online-Vergleichsportale herausgebildet, die es Anlagenbetreibern und Einsteigern in die Direktvermarktung von erneuerbarem Strom ermöglichen, verschiedene Direktvermarkter anhand ausgewählter Kriterien miteinander zu vergleichen. Der wohl bekannteste Anbieter ist die ISPEX AG.

Über die Online-Auktionsplattform⁵ des Energieberatungsunternehmens wird es einerseits interessierten Betreibern von Solar-, Wind- und Biomasseanlagen ermöglicht, zwischen diversen registrierten Direktvermarktungsunternehmen auszuwählen. Andererseits bietet sich Dienstleistungsunternehmen die Chance, individuelle Mengen mittels

⁴ Siehe, zum Beispiel, den Erlösrechner der Next-Kraftwerke: <https://www.next-kraftwerke.de/kontakt/erloesberechner> (Stand: Februar 2015)

⁵ Siehe: <http://www.ispex.de/eeg-direktvermarktung/> (Stand: Januar 2015).

des Auktionsverfahrens abzunehmen und damit das eigene Portfolio zu optimieren. Der Plattformbetreiber übernimmt dabei die Mittlerrolle, indem er versucht, einen effizienten Austausch zwischen Erzeuger und Direktvermarkter herzustellen.

Wer sich für ein Direktvermarktungsunternehmen entschieden hat, wird mit diesem einen privatrechtlichen Vertrag abschließen, der alle mit dem Stromlieferverhältnis in Verbindung stehende Fragen klärt (siehe Kapitel 4). Wer einmal einen Vertrag abgeschlossen hat, ist jedoch nicht an einen speziellen Direktvermarkter gebunden. Der Gesetzgeber sieht hier nach § 20 Abs. 3 (1) EEG vor, dass der Direktvermarkter jederzeit gewechselt werden kann.

4 Hinweise zu Direktvermarktungsverträgen

Wenn man sich für einen Direktvermarkter entschieden hat, so ist der nächste Schritt in der Regel der Abschluss eines Direktvermarktungsvertrages.

Trotz einer zunehmenden Standardisierung der Direktvermarktungsverträge, handelt es sich bei den einzelnen Verträgen nach wie vor um ein äußerst komplexes Vertragswerk. Daher gilt es vor Abschluss eines Vertrages nicht nur die potenziellen Mehrerlöse zu prüfen, die ein Direktvermarkter verspricht, sondern auch auf alle weiteren Vertragsspezifika zu achten. Direktvermarktungsunterneh-

...VKU rät daher, vor Unterzeichnung eines Direktvermarktungsvertrages, die Expertise einschlägiger Rechtsanwälte zu Rate zu ziehen.

men bieten nicht selten verschiedene Vermarktungsmodelle an. Der VKU rät daher, vor Unterzeichnung eines Direktvermarktungsvertrages, die Expertise einschlägiger Rechtsanwälte zu Rate zu ziehen.

In einem Direktvermarktungsvertrag finden sich sämtliche Angaben bzgl. wer zur Erfüllung welcher aus dem EEG abzuleitenden Pflichten eintreten muss. Grundsätzlich ist zu berücksichtigen, dass das EEG als Voraussetzung für den Erhalt der Marktprämie nur dem Anlagenbetreiber Pflichten zuweist. Generell gilt daher, dass alle Pflichten (z.B. fristgerechte An- und Abmeldung, Bilanzkreiszuordnung, keine Inanspruchnahme vermiedener Netzentgelte) für alle Parteien klar im Direktvermarktungsvertrag definiert werden sollen.

Weiterhin sollten im Vertrag sowohl Entschädigungsregelungen, Kündigungsfristen, Abnahme- und Lieferpflichten, Vollmachten für Meldungen, z.B. gegenüber dem Netzbetreiber, als auch die Art der Vermarktungsform festgehalten werden. Ohne auf alle Regelungen im Detail eingehen zu können, werden nachfolgend acht wichtige Aspekte genannt, die sich in einem Direktvermarktungsvertrag wiederfinden sollten.

4.1 Vergütungsregelungen

Jeder Direktvermarkter einigt sich mit dem Anlagenbetreiber auf eine monatlich zu zahlende Vergütung. Die vertraglich vereinbarte Vergütung für den Anlagenbetreiber hängt dabei maßgeblich von der/n Eigenschaft/en der/n zu vermarktenden Anlage/n (z.B. Ort, Technologie, Größe, Leistung) sowie dem Vermarktungserfolg des Direktvermarkters ab.

Die Vergütung für den Anlagenbetreiber ergibt sich im Normalfall aus dem Markterlös der verkauften Energie über den Großhandelsmarkt abzüglich einer entsprechenden Vermarktungs- bzw. Dienstleistungspauschale. Die Dienstleistungspauschale variiert je nach Dienstleister und stellt den Erlös dar, den der Direktvermarkter für die Ausübung seiner Vermarktungstätigkeit

erhält. Der Markterlös für den Anlagenbetreiber kann, aber er muss nicht, mit dem energieträgerspezifischen Monatsmarktwert übereinstimmen.

Der Markterlös für den Anlagenbetreiber kann, aber muss nicht, mit dem energieträgerspezifischen Monatsmarktwert übereinstimmen.

Letztlich hängt die tatsächliche Höhe von dem Verhandlungsgeschick der beteiligten Parteien ab.

Falls vertraglich nicht anders geregelt, erhält der Anlagenbetreiber die Marktprämie, die zusätzlich zum Markterlös gezahlt wird, vom Netzbetreiber (vgl. auch 4.6). Über die Verringerung des Förderanspruchs bei negativen Preisen (siehe § 24 EEG) hinaus, ist es indes wichtig, im Direktvermarktungsvertrag zu regeln, wie mit einer verringerten Förderung im Falle eines Pflichtverstoßes nach § 25 EEG 2014 umzugehen ist.

4.2 Festlegung der Vermarktungsform

Wie oben bereits erwähnt, sind mit der Änderung des EEG grundsätzlich nur noch zwei Formen der Direktvermarktung möglich: die geförderte und die ungeforderte Direktvermarktung.

In vielen Direktvermarktungsverträgen wird ausschließlich die Vermarktung über das Marktprämienmodell festgelegt. Hierbei hat der Anlagenbetreiber in der Regel dafür zu sorgen, dass die entsprechenden Voraussetzungen erfüllt sind, die für die Inanspruchnahme des Marktprämienmodells erforderlich sind (siehe Abschnitt 2.4.1 sowie § 19 Abs. 1 EEG 2014).

Es ist jedoch nicht auszuschließen, dass sich im Laufe der Zeit eine weitere Form der Direktvermarktung etabliert (z.B. über die Verordnungsermächtigung zur Grünstromvermarktung) oder aber, dass sich das Direktvermarktungsunternehmen für die Vermarktung von Strom nach der sonstigen Direktvermarktung entscheidet.

Falls der Dienstleister sich diese vertragliche Option offen hält, dann sollte auch in dem Direktvermarktungsvertrag geregelt sein, was dies für die Zahlungsströme an den Anlagenbetreiber bedeutet und welche Voraussetzungen der Anlagenbetreiber künftig zu erfüllen hat.

Beispielsweise besteht in der ungeforderten Direktvermarktung gemäß Gesetz kein Anspruch auf die Zahlung der Marktprämie. Der Anlagenbetreiber erhält in der sonstigen Direktvermarktung somit nur noch den per Vertrag zugesicherten Markterlös. Die Marktprämie fällt in diesem Fall weg, was mit erheblichen Einkommenseinbußen verbunden ist.

4.3 Vermarktung steuerbarer Anlagen

Grundsätzlich muss der nach dem EEG geförderte Strom über die Spotmärkte vermarktet werden.

...Zusatzerlöse im Rahmen der Mehrvermarktung über Regelleistungsmärkte...

Darüber hinaus bieten Direktvermarkter immer häufiger Zusatzerlöse im Rahmen der Mehrvermarktung über Regelleistungsmärkte an. Dies gilt sowohl für steuerbare Anlagen (Biogas, Biomasse) als auch für

die Vermarktung von Strom aus Wind- und Sonnenkraftwerken, die von einigen Direktvermarktern im Rahmen sogenannter virtueller Kraftwerke als Pool, z.B. auf dem Sekundärregelleistungsmarkt angeboten werden.

Neben etwaiger technischer Risiken (siehe 4.8) gilt es außerdem vertraglich festzuhalten, wie der Mehrerlös aus der Vermarktung der Anlage über den Regelenergiemarkt zwischen den Vertragsparteien aufgeteilt wird. Eine attraktive Beteiligung des Dienstleisters an den Mehrerlösen aus der Regelenergievermarktung ist auch deshalb geboten, um ihm Anreize für eine möglichst optimale Vermarktungsstrategie zu geben. Darüber hinaus sind in diesem Zusammenhang sämtliche Detailregelungen zur Fernsteuerung und Zugriff auf die Anlagen festzuhalten.

4.4 Vereinbarung von Fahrplänen

Nicht selten bieten Direktvermarkter den Anlagenbetreibern an, ihre Anlagen nach einem Fahrplan zu betreiben.

Dem Direktvermarkter wird dadurch die Möglichkeit gegeben, die Anlagen noch flexibler zu fahren und damit insbesondere von den Vorteilen der Preisschwankungen auf den Spotmärkten zu profitieren. Dadurch lassen sich Mehrgewinne erwirtschaften, deren Aufteilung zwischen Direktvermarkter und Anlagenbetreiber vertraglich geregelt werden muss.

Aus Sicht eines Anlagenbetreibers gehen damit allerdings Lieferverpflichtungen einher. Dies hat zur Folge, dass vertraglich sowohl die Konsequenzen bei einem unvorhersehbaren Anlagenausfall zu regeln sind, als auch geklärt werden muss, wenn die Bereitstellung von Regelleistung fehlt, wie mit den Mindereinnahmen umzugehen ist.

Aus Sicht eines Anlagenbetreibers gehen damit allerdings Lieferverpflichtungen einher.

Weiterhin sollte fixiert werden, wer welche Entschädigungen zu gewährleisten hat, falls der Strom nicht zu dem vertraglich vereinbarten Markterlös erwirtschaftet werden kann.

4.5 Informations- und Registrierungspflichten

In einem Direktvermarktungsvertrag sollten sämtliche Informationspflichten seitens des Anlagenbetreibers gegenüber dem Dienstleister festgeschrieben sein.

Dabei handelt es sich nicht nur um die verpflichtenden Meldungen im Falle eines unvorhergesehenen Anlagenausfalls, sondern auch um die Informationspflichten im Zusammenhang mit einer Anlagenwartung. Wird die Anlage ausschließlich über die Spotmärkte vermarktet, sehen Direktvermarkter bei Anlagenwartungen in der Regel eine Meldefrist von 1-2 Tagen vor. Für die Informationsübermittlung stehen dem Anlagenbetreiber in der Regel sowohl ein vom Direktvermarkter angebotenes Online- Kundenportal als auch die Faxkommunikation zur Verfügung.

Darüber hinaus gelten weitere Informationspflichten, wie beispielsweise die Meldung der Anlage im Anlagenregister der BNetzA (vgl. § 20 EEG 2014). Hierfür ist in der Regel nicht der Dienstleister verantwortlich, sondern der Betreiber der Anlage selbst. Die Anlagenregistrierung ist Pflicht (siehe Abschnitt 2.3) und bei Verstößen drohen mitunter rückwirkende Förderkürzungen.

4.6 Sicherheiten

...finanzielle Absicherung des Anlagenbetreibers gegenüber dem Direktvermarktungsunternehmen sollte im Direktvermarktungsvertrag geregelt sein.

Die finanzielle Absicherung des Anlagenbetreibers gegenüber dem Direktvermarktungsunternehmen sollte im Direktvermarktungsvertrag geregelt sein.

Wichtig zu beachten ist hierbei, dass die Höhe der Sicherheit davon abhängt, ob dem Anlagenbetreiber Zahlungsströme (Markterlös, Marktprämie) vertraglich von zwei Stel-

len, also Netzbetreiber und Direktvermarkter, zugesichert werden (sogenanntes Zweistrommodell), oder nur vom Direktvermarkter (sogenanntes Einstrommodell).

Das Zweistrommodell ist im Markt am weitesten verbreitet. Aus Sicht des Direktvermarktungsunternehmens bietet es sowohl organisatorische als auch finanzielle Vorteile. Nichtsdestotrotz wird auch das Einstrommodell noch angeboten. Aus Sicht eines Anlagenbetreibers hat es die Vorzüge, dass man Zahlungsströme nur von einer Partei erhält. Einige Direktvermarkter bieten es daher in Abhängigkeit von gewissen Charakteristika (Anlagenleistung, Portfoliogröße, Anlagenstandorte) als zusätzliche Dienstleistung an.

Die vertraglich festzulegenden Sicherheiten fallen im Zweistrommodell geringer aus als im Einstrommodell, da das Direktvermarktungsunternehmen lediglich den Marktwert zu besichern hat, während es im Einstrommodell zusätzlich noch die Auszahlung der Marktprämie besichern muss.

4.7 Haftung

Hinsichtlich der Haftung gilt, dass per Gesetz grundsätzlich beide Vertragsparteien uneingeschränkt haftungspflichtig sind.

...grundsätzlich beide Vertragsparteien uneingeschränkt haftungspflichtig

Dies gilt sowohl für vertragliche Pflichtverletzungen, vorsätzliches und grob fahrlässiges Handeln der Vertragspartner, als auch für das Verschulden von Erfüllungsgehilfen. Darüber hinaus ist grundsätzlich keine summarische Beschränkung vorgesehen.

In einem Direktvermarktungsvertrag können teilweise hiervon abweichende Regelungen vereinbart werden. Sollten abweichende Haftungsbeschränkungen vereinbart werden, so ist unbedingt darauf zu achten, dass dies für beide Parteien gilt.

4.8 Technische Risiken

Nicht zuletzt sollten sämtliche technische Risiken vertraglich aufgenommen werden sowie Verantwortlichkeiten und etwaige Haftungsfragen im Fall von Erlösausfällen fixiert werden.

So kann es zum Beispiel zu Problemen kommen, wenn eine EE-Anlage in einen Pool bzw. ein virtuelles Kraftwerk mit aufgenommen werden soll und die seitens des Direktvermarkters angebotene Schnittstelle nicht mit der Steuerung der EE-Anlage harmonisiert.

5 Fazit

Das vorliegende VKU-Merkblatt fasst relevante Aspekte der Direktvermarktung nach dem EEG 2014 zusammen. Darüber hinaus werden Hinweise zur Suche von Direktvermarktungsunternehmen sowie zum Abschluss von Dienstleistungsverträgen gegeben.

Es wird deutlich, dass sich Stadtwerke durch die nationalen Ausbauziele für Erneuerbare Energien und die Direktvermarktungspflicht intensiver mit der direkten Vermarktung von erneuerbarem Strom auseinandersetzen müssen. Andernfalls ist das mittel- bis langfristige Bestehen im Markt gefährdet.

Wer seine Dienste als Direktvermarktungsunternehmen anbieten will, muss über das Know-how und eine entsprechende Infrastruktur verfügen. Die Einrichtung eines rund-um-die-Uhr-Handelszugangs ist dafür mittel- bis langfristig unerlässlich.

Dies erfordert bei Stadtwerken in der Regel erhebliche Investitionen, die über den sukzessiven mengenmäßigen Ausbau des zu vermarktenden Portfolios erwirtschaftet werden müssen. Die aktuelle Marktentwicklung zeigt, dass der Druck, Mengen zu akquirieren, stetig wächst und eine Marktkonsolidierung bereits in vollem Gange ist. Allerdings wird künftig nicht nur die Portfoliogröße, sondern auch die Qualität und die Lastgänge der Portfolien an Relevanz gewinnen.

Wer sich für ein Direktvermarktungsunternehmen entscheidet, statt selbst als Dienstleister am Markt zu agieren, steht vor der Herausforderung, den richtigen Partner zu finden. Die Grundlage für eine erfolgreiche Zusammenarbeit mit einem Dienstleister ist der Direktvermarktungsvertrag. Der VKU empfiehlt in jedem Fall, vor Abschluss eines Vertrages, den Rat einschlägiger Rechtsanwälte einzuholen.

Angesichts der stetigen Veränderungen auf dem Gebiet der Direktvermarktung von erneuerbarem Strom, wird der VKU das Thema auch im Rahmen dieser Merkblattserie künftig weiter begleiten.

6 Glossar

Anzulegender Wert: Der anzulegende Wert ist der zur Ermittlung der Marktprämie oder der Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas zugrunde zu legende Betrag nach den §§ 40 bis 51 oder 55 EEG 2014. Im EEG 2012 wurde der anzulegende Wert als eine Art hypothetische, energieträgerspezifische, gesetzliche Einspeisevergütung gesehen, die dem Anlagenbetreiber zugestanden hätte, wenn er statt der Marktprämie Förderung über das System der Einspeisevergütung bezogen hätte.

Anlage Als Anlage wird jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas bezeichnet; als Anlage gelten auch Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder Grubengas stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln.

Anlagenbetreiber Ein Anlagenbetreiber ist, wer unabhängig vom Eigentum die Anlage für die Erzeugung von Strom aus EE betreibt.

Bilanzkreis Ein Bilanzkreis ist ein virtuelles Energiemengenkonto. Nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ist ein Bilanzkreis innerhalb einer Regelzone die Zusammenfassung von Einspeise- und Entnahmestellen, die dem Zweck dient, Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen durch ihre Durchmischung zu minimieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen. Ein Marktprämien-Bilanzkreis ist ein Bilanzkreis, über den ausschließlich Strom nach dem Marktprämienmodell vermarktet wird.

Direktvermarktung Die Direktvermarktung nach dem EEG bezeichnet 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.

Direktvermarktungsunternehmer Ein Direktvermarktungsunternehmer ist nach dem EEG, wer von dem Anlagenbetreiber mit der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas beauftragt ist oder Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas kaufmännisch abnimmt, ohne insoweit Letztverbraucher dieses Stroms oder Netzbetreiber zu sein.

Einspeisevergütung Die fixe Einspeisevergütung wird von Netzbetreibern für die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien in das Stromnetz gezahlt und dient der Förderung dieser Stromerzeugungstechnologien. Die Höhe der fixen Einspeisevergütung ist im EEG festgeschrieben und variiert je nach Energieträger.

Eigenversorgung Die Eigenversorgung bezeichnet laut EEG den Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt.

Erneuerbare Energien Als Erneuerbare Energieträger werden Energiequellen bezeichnet, die der Energiegewinnung dienen, wie z.B. Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse, Geothermie, Windenergie und solare Strahlungsenergie.

Fahrplan Der Fahrplan (Strom) beinhaltet die Eingabe, wie viel elektrische Leistung in jeder Zeiteinheit zwischen den Bilanzkreisen ausgetauscht wird oder an einer Einspeise- oder Entnahmestelle eingespeist oder entnommen wird. Um den Saldo zwischen der Abnahme des Kunden und der Einspeisung durch den Lieferanten zu erfassen, werden dann Leistungen durch die Messung des Verbrauchs je 1/4-Stunde erfasst.

Flexibilitätsprämie Die Flexibilitätsprämie ist ausschließlich den Betreibern von Biogasanlagen vorbehalten. Sie wird Anlagenbetreibern für die Bereitstellung zusätzlicher installierter Leistung für die bedarfsgerechte Stromerzeugung gezahlt. Dadurch soll den Erzeugern ermöglicht werden, die vorhandene Erzeugungsflexibilität ihrer Anlage zu nutzen und zu erweitern, um so noch besser von den Chancen einer Marktteilnahme zu profitieren. Siehe auch Flexibilitätszuschlag.

Flexibilitätszuschlag Bei neuen Biogasanlagen (ab 100 kW) wird die Flexibilitätsprämie durch den Flexibilitätszuschlag ersetzt. Anders als die Flexibilitätsprämie wird der Flexibilitätszuschlag in Höhe von 40 €/kW für die volle installierte Leistung einer Anlage und für eine Laufzeit von 20 Jahren gewährt (§§ 52, 53 EEG). Bestehende Biogasanlagen behalten die Flexibilitätsprämie des EEG 2012 – siehe auch Flexibilitätsprämie.

Herkunftsnachweis Ein Herkunftsnachweis ist laut EEG ein elektronisches Dokument, das ausschließlich dazu dient, gegenüber einem Letztverbraucher im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 Absatz 1 Nummer 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) nachzuweisen, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge des Stroms aus Erneuerbaren Energien erzeugt wurde.

Letztverbraucher Ein Letztverbraucher ist laut EEG jede natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht.

Managementprämie Die Managementprämie sollte die Kosten ausgleichen, die bei der Direktvermarktung durch die Kosten für die Börsenzulassung, die Handelsanbindung, die Transaktionen, die Erfassung der Ist-Werte und die Abrechnung, die IT-Infrastruktur, Personal und Dienstleistungen, die Erstellung der Prognosen und für Abweichungen der tatsächlichen Einspeisung von der Prognose entstanden sind. Um diese Kosten und Risiken finanziell abzufedern und damit die Bereitschaft zur Marktintegration zu fördern, führte der Gesetzgeber die Managementprämie ein. Da die Aufwände und Risiken beim Erstellen der Prognosen für die verschiedenen Technologien unterschiedlich groß sind, wurden hier auch jeweils angepasste Prämien pro Kilowattstunde pauschal an den Anlagenbetreiber gezahlt. Mit der Novellierung des EEG in 2014 wurde die Managementprämie als eigenständige Förderprämie abgeschafft und in den anzulegenden Wert integriert.

Marktprämie Die Höhe der Marktprämie entspricht der Differenz zwischen der hypothetischen Einspeisevergütung einer Erneuerbaren-Energie-Anlage („anzulegender Wert“) und dem Monatsmarktwert.

Formel: Marktprämie = Anzulegender Wert – Referenzmarktwert

Monatsmarktwert Der Monatsmarktwert (im EEG 2012 noch als Referenzmarktwert bezeichnet) ist der rückwirkend berechnete, tatsächliche monatliche Durchschnittswert des energieträgerspezifischen Marktwertes 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.

Der Monatsmarktwert ist einsehbar über:

<http://www.netztransparenz.de/de/Referenzmarktwerte.htm>

Stromnetz Das öffentliche Stromnetz ist die Gesamtheit der miteinander verbundenen technischen Einrichtungen zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Elektrizität für die allgemeine Versorgung.

Virtuelles Kraftwerk In einem virtuellen Kraftwerk (oder Schwarmkraftwerk, Kombikraftwerk, Hybridkraftwerk) werden dezentrale Kraftwerke verschiedener Art (sowohl erneuerbare als auch konventionelle Erzeugungsanlagen) kommunikationstechnisch miteinander verknüpft und zentral gesteuert. In einigen Konzepten sind zudem auch Speicher und nachfrageseitige Flexibilität mit eingebunden. Die Bündelung vieler dezentraler Kapazitäten hat den Vorteil, dass auf der Nachfrageseite eine zuverlässige Schnittstelle geboten werden kann, was die Vermarktung von Regelenergie ermöglicht.

Ansprechpartner

VKU Hauptgeschäftsstelle Berlin:

Peter Schmidt

Referent Vertrieb / Handel Strom

Abteilung Energiewirtschaft
Bereich Energieeffizienz, Vertrieb, Handel

Tel.: +49 (0) 30 58580 185

Email: p.schmidt@vku.de