



Office franco-allemand pour les énergies renouvelables
Deutsch-französisches Büro für erneuerbare Energien

TRÄNSNET BW

HINTREGRUNDPAPIER

Netzintegration im Rahmen der Direktvermarktung in Deutschland

Ein Erfahrungsbericht zur deutschen
Energiewende

Mai 2015

Autoren: Dr. Ansgar Geiger, Teamleiter EEG & Umlagen,
TransnetBW, a.geiger@transnetbw.de

Tobias Scheidel, Referent Sonderaufgaben EEG,
TransnetBW, t.scheidel@transnetbw.de

Kontakt: Audrey Mathieu, Referentin Systeme & Märkte, DFBEE
audrey.mathieu.extern@bmwi.bund.de

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Gefördert durch:



Ministère
de l'Écologie,
du Développement
durable
et de l'Énergie

Disclaimer

Der vorliegende Text wurde von externen Experten für das Deutsch-französische Büro für erneuerbare Energien (DFBEE) verfasst. Das DFBEE stellt den Autoren lediglich eine Plattform zur Veröffentlichung ihres Beitrag zur Verfügung. Die vertretenen Standpunkte stellen deshalb ausschließlich die Meinung der Autoren dar. Die Ausarbeitung erfolgte mit der größtmöglichen Sorgfalt. Das DFBEE übernimmt allerdings keine Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Informationen.

Alle textlichen und graphischen Inhalte unterliegen dem deutschen Urheber- und Leistungsschutzrecht. Sie dürfen, teilweise oder gänzlich, nicht ohne schriftliche Genehmigung seitens des Verfassers und Herausgebers weiterverwendet werden. Dies gilt insbesondere für die Vervielfältigung, Bearbeitung, Übersetzung, Verarbeitung, Einspeicherung und Wiedergabe in Datenbanken und anderen elektronischen Medien und Systemen.

Das DFBEE hat keine Kontrolle über die Webseiten, auf die die in diesem Dokument sich befindenden Links führen. Für den Inhalt, die Benutzung oder die Auswirkungen einer verlinkten Webseite kann das DFBEE keine Verantwortung übernehmen.

Inhalt

| | |
|---|----|
| I. - Die Übertragungsnetzbetreiber und ihre Regelzonen | 4 |
| I.a - Die TransnetBW GmbH | 4 |
| I.b - Die vier Regelzonen | 4 |
| I.c - Nord-Süd-Gefälle | 5 |
| II. – Das EEG im Allgemeinen | 8 |
| II.a - Der EEG-Mechanismus | 8 |
| II.b - EEG-Vermarktungssysteme | 9 |
| III. - Geförderte Direktvermarktung | 11 |
| III.a – Akteure | 12 |
| IV. - Rechte & Pflichten eines Anlagenbetreibers / Direktvermarkters | 16 |
| IV.a - Meldefristen | 16 |
| IV.b - Vergütung | 17 |
| IV.c - Fernsteuerbarkeit | 20 |
| IV.d - Bewirtschaftung eines Bilanzkreises | 21 |
| V. - Auswirkungen der EE-Erzeugung auf die Systemsicherheit | 22 |
| V.a – Regelenergie | 23 |
| V.b – Redispatch | 23 |
| V.c – Einspeisemanagement | 24 |
| V.d - Bilaterale Vereinbarungen mit EEG-Anlagenbetreibern | 24 |
| V.e - Verordnungsermächtigung zur Abregelung bei negativen Preisen | 25 |
| VI. - Fazit und Ausblick | 25 |

I. - Die Übertragungsnetzbetreiber und ihre Regelzonen

I.a - Die TransnetBW GmbH

Die TransnetBW betreibt das Übertragungsnetz in Baden-Württemberg. Das Unternehmen mit Sitz in Stuttgart steuert kontinuierlich die Stromflüsse innerhalb dieses Bundeslands sowie den Stromaustausch mit den benachbarten in- und ausländischen Transportnetzbetreibern.

Durch seine zentrale Lage im Herzen des europäischen Verbundnetzes spielt das Netz der TransnetBW eine wichtige Rolle beim grenzübergreifenden Handel innerhalb des europäischen Energiemarkts sowie bei der Einhaltung der überregionalen Systemsicherheit. Die rund 3.250 Kilometer an 380-Kilovolt- und 220-Kilovolt-Stromleitungen von TransnetBW versorgen eine Fläche von insgesamt 34.600 km². Mit rund 450 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern sichert TransnetBW die Versorgung von 11 Millionen Menschen in Baden-Württemberg und des hier beheimateten Wirtschaftsstandorts.

I.b - Die vier Regelzonen

Das deutsche Übertragungsnetz teilt sich in vier Regelzonen auf. Die entsprechenden regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind die 50Hertz Transmission GmbH, die Amprion GmbH, die TenneT TSO GmbH und die TransnetBW GmbH. Die Regelzonen unterscheiden sich deutlich hinsichtlich Lage und Größe. Ebenso ist die Charakteristik der einzelnen Regelzonen individuell unterschiedlich. Dies betrifft sowohl die Erzeugungs- wie auch die Lastseite. Ursache hierfür sind zum einen geographische, zum anderen strukturwirtschaftliche Gegebenheiten. Dies führt auch dazu, dass sich die vier deutschen Regelzonen hinsichtlich ihrer Struktur der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (EE) unterscheiden.

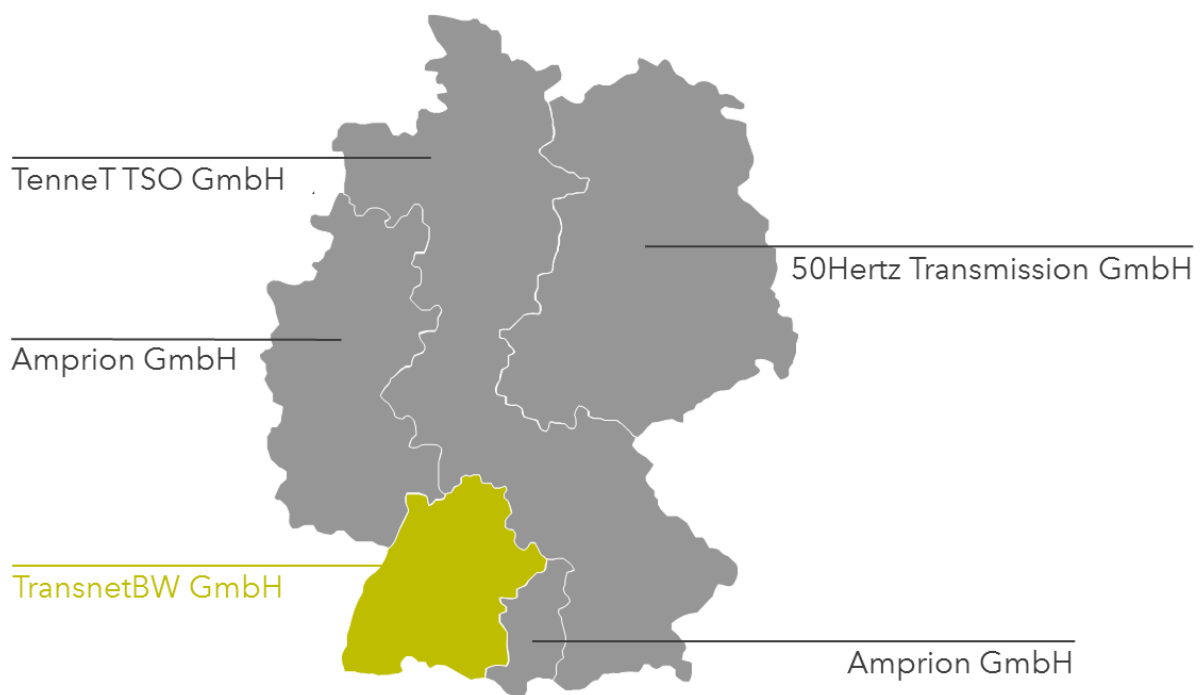


Abbildung 1: Die vier Regelzonen in Deutschland
Quelle: TransnetBW

I.c - Nord-Süd-Gefälle

Derzeit unterliegen die Energiewirtschaft und die Struktur der Stromerzeugung in Deutschland einem tiefgreifenden Wandel. In der Vergangenheit – vor dem Beginn der Energiewende – wurde die Stromversorgung vor allem durch Großkraftwerke sichergestellt. Hierbei wurde Strom hauptsächlich aus den Energieträgern Braunkohle, Steinkohle, Kernenergie sowie Erdgas erzeugt. Diese Großkraftwerke wurden insbesondere in der Nähe großer Verbrauchszentren gebaut, um den Transportbedarf von Strom möglichst gering zu halten. Beispielsweise wurde der Strombedarf in der Regelzone der TransnetBW mit den Ballungs- und Industriezentren Stuttgart, Karlsruhe und Mannheim hauptsächlich durch die Kernkraftwerke Neckarwestheim, Philippsburg und Obrigheim gedeckt. Auch in den anderen Regelzonen wurden die Großkraftwerke größtenteils verbrauchsnahe errichtet, insbesondere im Lastschwerpunkt Ruhrgebiet gibt es viele konventionelle Kraftwerke.

Im Zuge der Energiewende in Deutschland wurden der Ausstieg aus der Kernenergie sowie eine verstärkte Förderung der erneuerbaren Energien beschlossen. Während die Kraftwerkslandschaft ursprünglich durch große zentrale Erzeugungsanlagen geprägt war, findet derzeit ein deutlicher Wandel hin zu kleineren, dezentralen Erzeugungsanlagen statt. Diese rasante Entwicklung der Erzeugungsstruktur in den letzten Jahren ist auf zwei Faktoren zurückzuführen: den kontinuierlichen Ausbau der erneuerbaren Energien und die Stilllegung zahlreicher bestehender Großkraftwerke. Die Stilllegung dieser Kraftwerke erfolgte zum einen aus politischen Gründen, wie beim beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie. Zum anderen sind hierfür bei vielen fossilen Kraftwerken wirtschaftliche Gründe verantwortlich. Diese Kraftwerke werden zunehmend von den erneuerbaren Energien aus dem Markt gedrängt und kommen infolgedessen auf zu wenige Einsatzzeiten für einen rentablen Betrieb. Durch das hohe Angebot an erneuerbaren Energien sanken gleichzeitig auch die Strompreise, wodurch die wirtschaftliche Lage konventioneller Kraftwerke weiter verschlechtert wurde. Ursache hierfür ist

Während die Kraftwerkslandschaft ursprünglich durch große zentrale Erzeugungsanlagen geprägt war, findet derzeit ein deutlicher Wandel hin zu kleineren, dezentralen Erzeugungsanlagen statt. Diese rasante Entwicklung der Erzeugungsstruktur in den letzten Jahren ist auf zwei Faktoren zurückzuführen: den kontinuierlichen Ausbau der erneuerbaren Energien und die Stilllegung zahlreicher bestehender Großkraftwerke.

der sog. Merit-Order-Effekt. Es handelt sich bei der Merit-Order um eine Stromangebotskurve, welche die Stromerzeugungsanlagen entsprechend ihrer Grenzkosten, beginnend mit den niedrigsten von links nach rechts auflistet. Dort wo die Stromnachfrage die Angebotskurve schneidet, bildet sich der Marktpreis. Alle Anlagen mit Grenzkosten unterhalb dieses Preises werden zur Deckung der Stromnachfrage herangezogen. Das letzte Kraftwerk, welches gerade noch zur Deckung der Nachfrage benötigt wird, ist das sog. Grenzkraftwerk und legt mit seinen Grenzkosten den Marktpreis fest. Die meisten Anlagen aus erneuerbaren Energien, wie z.B. Solar- oder Windenergieanlagen, haben Grenzkosten (nahe) null, da sie keine Brennstoff- und keine bzw. nur geringe Betriebskosten aufweisen. Aus diesem Grund sowie aufgrund der finanziellen Förderung durch das EEG stehen diese ganz links in der Merit-Order. Diese Anlagen werden also immer bei der Deckung der Stromnachfrage berücksichtigt. Die konventionellen Kraftwerke decken demnach nur noch die restliche Stromnachfrage, welche über das Stromangebot der erneuerbaren Energien hinausgeht. Hierdurch werden bei einem hohen Anteil von Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien viele konventionelle Kraftwerke zur Deckung der Stromnachfrage nur noch selten benötigt, gleichzeitig

wird auch der ermittelte Marktpreis gesenkt, da aufgrund des zusätzlichen Angebots aus EE-Strom ein günstigeres Kraftwerk zum Grenzkraftwerk wird.

Der starke Ausbau der erneuerbaren Energien führt zu zwei grundsätzlichen Änderungen im Stromsystem: Zum einen wird der regionale Bezug zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch in vielen Fällen aufgelöst¹, zum anderen steigt die Fluktuation der Stromerzeugung deutlich an. Der Ausbau der erneuerbaren Energien konzentrierte sich in den letzten Jahren hauptsächlich auf Windenergieanlagen, sowohl an Land als auch auf See, sowie auf Photovoltaikanlagen (PV). Entscheidend für die Standortwahl dieser Anlagen sind hauptsächlich zwei Faktoren: das Wind- bzw. Sonnendargebot sowie die Verfügbarkeit von geeigneten Flächen. Während das Dargebot an Sonnenenergie im Süden von Deutschland tendenziell höher ist als in anderen Regionen, herrschen im Norden und Osten bessere Bedingungen für Windkraftanlagen. Aus diesen Gründen wurden in der Vergangenheit viele Photovoltaikanlagen im Süden Deutschlands – insbesondere in Bayern und Baden-Württemberg – errichtet, wohingegen der Zubau von Windenergieanlagen hauptsächlich im Norden und Osten Deutschlands stattfand. Allerdings haben andere Regionen in den letzten Jahren im Hinblick auf Photovoltaikanlagen deutlich aufgeholt. Insbesondere im Osten Deutschlands fand – u.a. begünstigt durch die hohe Verfügbarkeit von Konversionsflächen und damit entsprechend vielen förderfähigen Standorten – ein überproportionaler Zubau an großen PV-Freiflächenanlagen statt, sodass bei PV-Anlagen mittlerweile das in der Vergangenheit existierende Nord-Süd Gefälle stark reduziert wurde. Je nach geographischer Lage unterscheidet sich jedoch die Art der Photovoltaikanlagen in den einzelnen Regelzonen. Die Regelzone der 50Hertz Transmission deckt den Osten von Deutschland ab, wodurch in dieser Regelzone bei Photovoltaik sehr viele große Freiflächenanlagen zu finden sind. In der Regelzone der TransnetBW gibt es dagegen deutlich weniger Konversionsflächen, daher dominieren hier hauptsächlich kleine Dachanlagen.

Zum einen wird der regionale Bezug zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch in vielen Fällen aufgelöst, zum anderen steigt die Fluktuation der Stromerzeugung deutlich an.

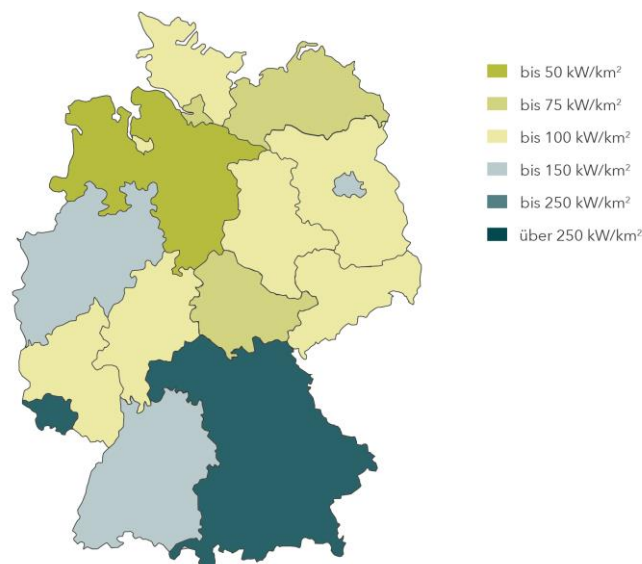


Abbildung 2: Installierte Leistung von Photovoltaikanlagen je km²
Darstellung: TransnetBW; Daten: Agentur für erneuerbare Energien; Bundesnetzagentur

¹ Zwar wurden gleichzeitig viele PV-Anlagen direkt bei den Verbrauchern installiert, in den Zeiten zu denen diese nicht einspeisen, entsteht jedoch ein erhöhter Transportbedarf.

Der Zubau der Windenergieanlagen findet allerdings weiterhin verstärkt im Norden und Osten von Deutschland statt. Insbesondere in den Regelzonen der 50Hertz Transmission und der Tennet TSO, welche u.a. den Norden Deutschlands mit seinen Küstengebieten und den Osten Deutschlands umfassen, ist ein Großteil der Windenergieanlagen errichtet worden. In Küstengebieten existiert ein konstant höheres Windaufkommen als in anderen Regionen Deutschlands. Grundsätzlich sind daher in diesen Regionen Windenergieanlagen wirtschaftlicher zu betreiben. Hinzu kommt, dass diese Gebiete im Vergleich zum Süden und Westen Deutschlands größtenteils relativ dünn besiedelt sind und somit auch ausreichend Flächen zum Bau von Windenergieanlagen aufweisen. Da lediglich die Regelzonen von 50Hertz Transmission und TenneT TSO an das Meer angrenzen, findet der Bau von Windenergieanlagen auf See nur in diesen beiden Regelzonen statt. Insgesamt führt dies dazu, dass in den Regelzonen von Amprion und TransnetBW relativ wenige Windenergieanlagen zugebaut wurden und werden, wodurch das Ungleichgewicht zwischen Norden und Süden zukünftig sogar noch verstärkt wird.

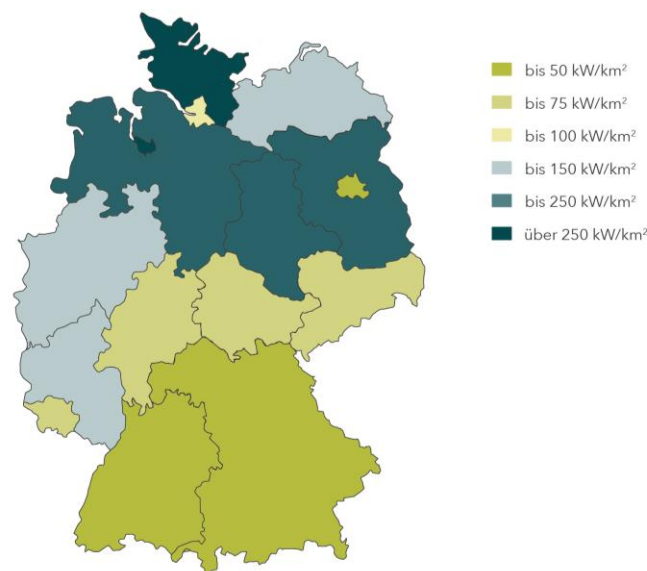


Abbildung 3: Installierte Leistung von Windenergieanlagen an Land je km²
Darstellung: TransnetBW; Daten: Agentur für erneuerbare Energien; Deutsche Windguard

Der starke Ausbau der Wind- und Solarenergie stellt die Netzbetreiber vor zweierlei Herausforderungen. Durch die Konzentration der Windenergieanlagen wird viel Strom im eher verbrauchsarmen Norden von Deutschland erzeugt. Dieser Strom muss im Zuge eines erhöhten Stromtransportbedarfs in die Verbrauchszentren im Westen und Süden von Deutschland übertragen werden. Da die Netzinfrastruktur in der Vergangenheit aber auf eine eher verbrauchsnahe Erzeugung ausgelegt war, müssen die Netze für die neuen Anforderungen entsprechend ausgebaut werden. Darüber hinaus führt die Fluktuation der Wind- und PV-Erzeugung dazu, dass die Netzbetreiber immer öfter in die Erzeugung eingreifen müssen, um die Systemsicherheit zu gewährleisten.

II. – Das EEG im Allgemeinen

Die Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland hat eine lange Historie. Mit dem *Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz* – kurz Stromeinspeisungsgesetz – wurde seit 1991 die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gefördert. Das Stromeinspeisungsgesetz definierte erstmals eine Abnahme- und Vergütungspflicht für Strom aus erneuerbaren Energien. Im Jahr 2000 wurde das Stromeinspeisungsgesetz von dem *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien* (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) abgelöst. Ziel des EEG ist, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung kontinuierlich zu erhöhen. Im Laufe der Zeit wurde das EEG mehrfach überarbeitet, zuletzt im Jahr 2014. Mit dem zum 01.08.2014 in Kraft getretenen Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014) verfolgt die Bundesregierung das Ziel, die erneuerbaren Energien zum Rückgrat der zukünftigen Energieversorgung zu machen. Dazu soll ihr Anteil am Stromverbrauch von ca. 25% im Jahr 2013 auf 80% im Jahr 2050 steigen.

II.a - Der EEG-Mechanismus

Trotz der zahlreichen Überarbeitungen blieben die beiden Grundprinzipien des EEG lange Zeit unverändert bestehen:

1. Strom aus Anlagen für erneuerbare Energien muss vorrangig vor allen anderen Quellen wie Kohle, Gas oder Kernkraft von den Netzbetreibern aufgenommen werden (Abnahmeverpflichtung).
2. Das Gesetz legt feste Vergütungssätze für Strom aus erneuerbaren Quellen fest. Sie beginnen bei 3,5 ct pro Kilowattstunde (kWh) für Strom aus großen Wasserkraftanlagen von mehr als 50 MW Leistung und enden zurzeit bei rund 25 ct für jede Kilowattstunde Strom aus Geothermieanlagen. Dieser Mechanismus wird auch als EEG-Festvergütung bezeichnet.

Mit der EEG-Novelle 2012 wurde zu diesem Mechanismus eine Alternative eingeführt, das Marktprämienmodell (MPM). Beide Mechanismen werden im nächsten Abschnitt **II.b - EEG-Vermarktungssysteme** näher beschrieben.

Die Vergütung unterliegt in der Regel einer Degression, das heißt, sie sinkt für Neuanlagen je nach Energieträger monatlich, quartalsweise oder jährlich um einen bestimmten Prozentsatz. Die Degression wurde eingeführt, um die durch den technischen Fortschritt gesunkenen Investitionskosten zu berücksichtigen und um den von der Bundesregierung festgelegten Ausbaukorridor einzuhalten. Ab dem Jahr der Inbetriebnahme wird der Vergütungsanspruch für 20 Jahre festgeschrieben.

Die höhere Vergütung für Strom aus erneuerbaren Energien muss letztendlich von den Stromkunden bezahlt werden. Dies geschieht über die EEG-Umlage, die vereinfacht beschrieben die Differenz zwischen den Förderkosten der erneuerbaren Energien und dem Marktwert des erzeugten Stroms an der Strombörse darstellt (siehe auch **IV.b - Vergütung**). Die EEG-Umlage wird pro Kilowattstunde Strom von den Stromkunden, im EEG als Letztverbraucher bezeichnet, erhoben und letztendlich durch die Energielieferanten, z.B. durch die Stadtwerke, mit den Stromrechnungen eingezogen. Alle Einnahmen und Ausgaben in Zusammenhang mit dem EEG werden von den Übertragungsnetzbetreibern über das sogenannte EEG-Konto, welches separat vom normalen Geschäftsbetrieb geführt wird, abgewickelt. Der Stand des EEG-Kontos zum 30. September wird in der Berechnung der EEG-Umlage für das Folgejahr berücksichtigt. Ein positiver Kontostand hat hierbei senkende Wirkung und ein negativer entsprechend erhöhende Wirkung auf die EEG-Umlage des Folgejahrs.

Die EEG-Umlage für das Jahr 2015 beträgt beispielsweise 6,170 ct pro Kilowattstunde und ist seit dem 1. Januar 2015 für jede von Letztverbrauchern bezogene Kilowattstunde zu entrichten.² Die EEG-Umlage wird jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) bis zum 15. Oktober für das Folgejahr veröffentlicht.

II.b - EEG-Vermarktungssysteme

Wie im vorherigen Abschnitt bereits erwähnt, existieren im heutigen EEG 2014 verschiedene Wege der Vermarktung des erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien. Die unterschiedlichen Veräußerungsformen sind in § 20 Absatz 1 EEG 2014 definiert.

Der klassische Vermarktungsweg der erzeugten EEG-Strommengen ist die Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber. Dieses Vermarktungssystem, das sogenannte „**Festvergütungssystem**“, war bis zum EEG 2012 der „Normalfall“. Im Festvergütungssystem speisen die Betreiber einer Produktionsanlage für erneuerbare Energien – etwa einer Windkraftanlage oder von Solarmodulen auf Hausdächern – den erzeugten Strom in das Stromnetz ein und erhalten dafür von ihrem Anschlussnetzbetreiber – in der Regel ein Verteilnetzbetreiber (VNB) – die gesetzlich vorgeschriebene Vergütung je Kilowattstunde ausbezahlt. Die Höhe der Einspeisevergütung hängt unter anderem vom Energieträger, dem Inbetriebnahmedatum und der Größe der Erzeugungsanlage ab. Die Verteilnetzbetreiber bekommen ihrerseits die Vergütung von den Übertragungsnetzbetreibern erstattet, an die sie den Strom weiterreichen. Die vier Übertragungsnetzbetreiber gleichen die regional unterschiedliche erzeugte Strommenge aus erneuerbaren Energien untereinander so aus, dass anschließend jeder Übertragungsnetzbetreiber den prozentualen Anteil der Strommenge an der Börse vermarktet, der seinem prozentualen Anteil am bundesweiten Letztverbrauch entspricht.

Seit dem EEG 2014 steht das Festvergütungssystem nur noch für Bestandsanlagen, die vor dem 31.07.2014 in Betrieb genommen worden sind, und für Kleinanlagen zur Verfügung. Als Kleinanlagen gelten nach § 37 EEG 2014 Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 500 Kilowatt, falls sie vor dem 01.01.2016 in Betrieb genommen wurden bzw. von höchstens 100 Kilowatt, falls sie nach dem 31.12.2015 in Betrieb genommen wurden. Diese Anlagen können monatlich in die nachfolgend beschriebenen Veräußerungsformen und auch wieder zurück wechseln.

Seit dem EEG 2014 ist das sogenannte „**Marktprämienmodell**“ als geförderte Direktvermarktung die Hauptveräußerungsform des EEG. Diese Veräußerungsform wurde im Rahmen des EEG 2012 neu eingeführt. Im Marktprämienmodell vermarkten die Anlagenbetreiber ihren Strom selbst oder lassen diesen von einem Dritten, einem Direktvermarkter, vermarkten. Die Anlagenbetreiber erhalten zusätzlich zu ihren Vermarktungserlösen die

Seit dem EEG 2014 steht das Festvergütungssystem nur noch für Bestandsanlagen, die vor dem 31.07.2014 in Betrieb genommen worden sind, und für Kleinanlagen zur Verfügung. [...]

Wollen die Anlagenbetreiber eine volle Vergütung nach dem EEG für ihren erzeugten Strom erhalten, muss der Strom dieser Anlagen im Rahmen des „Marktprämienmodells“ veräußert werden.

² <http://www.netztransparenz.de/de/EEG-Umlage.htm>



Marktprämie ausbezahlt, welche der Differenz zwischen dem Vergütungsanspruch und dem durchschnittlichen Marktwert des Stroms entspricht. Neuen Anlagen, welche keine Kleinanlagen sind, steht das „alte“ Festvergütungssystem nicht mehr zur Verfügung. Wollen die Anlagenbetreiber eine volle Vergütung nach dem EEG für ihren erzeugten Strom erhalten, muss der Strom dieser Anlagen im Rahmen des „Marktprämienmodells“ veräußert werden. Die Details zu dieser Veräußerungsform werden in den folgenden Kapiteln näher beschrieben.

Weitere alternative Veräußerungsformen sind die sogenannte „Ausfallvermarktung“ nach § 38 EEG 2014 (Einspeisevergütung in Ausnahmefällen) und die „sonstige Direktvermarktung“. Beide Veräußerungsformen spielen allerdings eine untergeordnete Rolle. Die **Ausfallvermarktung** entspricht dem Funktionsprinzip des Festvergütungssystems. Die Strommengen werden auch in dieser Veräußerungsform vom Übertragungsnetzbetreiber an der Strombörse verkauft. Allerdings bekommt der Anlagenbetreiber nur 80% der ihm eigentlich zustehenden Einspeisevergütung ausgezahlt. Die Ausfallvermarktung soll lediglich eine temporäre Notlösung darstellen, um in Fällen, in denen Anlagenbetreiber ihren Strom vorübergehend nicht direkt vermarkten können, Abhilfe zu schaffen, z.B. im Fall einer Insolvenz ihres Direktvermarkters. Durch die Rückfalllösung der Ausfallvermarktung sollen die Risiken des Anlagenbetreibers und somit seine Finanzierungskosten im Vergleich zu einem System der verpflichtenden Direktvermarktung ohne Ausfallvermarktung gesenkt werden. Anders als bei Wechseln zwischen anderen Veräußerungsformen können Anlagenbetreiber mit ihrer Anlage relativ kurzfristig, nämlich bis zum fünftletzten Werktag des Vormonats, in die Ausfallvermarktung hinein und aus ihr heraus wechseln. Grundsätzlich fallen auch neue EEG-Anlagen mit Direktvermarktungspflicht, die keine Direktvermarktungsmeldung vor Inbetriebnahme der Anlage durchgeführt haben, vorerst automatisch in die Ausfallvermarktung.³

Die Ausfallvermarktung soll lediglich eine temporäre Notlösung darstellen, um in Fällen, in denen Anlagenbetreiber ihren Strom vorübergehend nicht direkt vermarkten können, Abhilfe zu schaffen.

Im Rahmen der **sonstigen Direktvermarktung** verzichtet der Anlagenbetreiber auf jegliche finanzielle Förderung nach dem EEG, wie z.B. auf die Marktprämie. Im Gegensatz zu den anderen Veräußerungsformen bekommt er allerdings die vermiedenen Netzentgelte vom Netzbetreiber ausgezahlt. Diese vermiedenen Netzentgelte entstehen dadurch, dass durch die dezentrale Einspeisung des Stroms in eine Spannungsebene unterhalb der Höchstspannung die Benutzung – und folglich auch die Bezahlung – entsprechender höherer Spannungsebenen entfällt. Dieser Vorteil der vermiedenen Nutzung höherer Spannungsebenen soll nicht beim Netzbetreiber verbleiben, sondern muss nach § 18 der Stromnetzentgeltverordnung an die dezentralen Erzeuger weitergegeben werden. Eine Ausnahme davon stellen jedoch geförderte EEG- und KWKG⁴-Anlagen dar. In den regulären Vergütungssätzen des EEG und des KWKG sind diese vermiedenen Netzentgelte bereits eingepreist und werden daher nicht zusätzlich an den Anlagenbetreiber ausgezahlt. Da Anlagenbetreiber in der sonstigen Direktvermarktung aber keine Förderung nach dem EEG erhalten, dürfen sie die vermiedenen Netzentgelte behalten. Dem Anlagenbetreiber steht es in der sonstigen

Im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung verzichtet der Anlagenbetreiber auf jegliche finanzielle Förderung nach dem EEG, wie z.B. auf die Marktprämie.

³ BNetzA, BK6-14-110, Festlegungsverfahren zur Anpassung der „Marktprozesse für Einspeisestellen (Strom)“ an das EEG 2014, S.15.

⁴ Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG).



Direktvermarktung grundsätzlich frei, was er mit dem erzeugten Strom macht. Ein Vorteil der sonstigen Direktvermarktung gegenüber den anderen Veräußerungsformen ist, dass der Strom seine Grünstromeigenschaft behält und daher als „Ökostrom“ vermarktet werden kann. Diese Eigenschaft geht dem Anlagenbetreiber bei den anderen Veräußerungsformen verloren, da gemäß § 80 EEG 2014 ein sogenanntes Doppelvermarktungsverbot gilt. Aufgrund der fehlenden Förderung ist die sonstige Direktvermarktung jedoch wenig attraktiv. Lediglich für Anlagen mit einem niedrigen Fördersatz und für Stromanbieter, die ihren Kunden Ökostrom aus deutscher Erzeugung anbieten wollen, könnte die sonstige Direktvermarktung interessant sein.

Dem Anlagenbetreiber steht es ebenso frei, den erzeugten Strom prozentual auf die verschiedenen Veräußerungsformen aufzuteilen. Ausgenommen von dieser Option ist jedoch die Ausfallvermarktung. Wird eine prozentuale Aufteilung des Stroms auf verschiedene Veräußerungsformen vorgenommen, muss diese zu jeder Viertelstunde eingehalten werden.

III. - Geförderte Direktvermarktung

Mit dem EEG 2014 wurde die geförderte Direktvermarktung „Marktprämie“ das führende Instrument zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien. Im EEG 2012 war das Marktprämienmodell lediglich eine optionale Vermarktungsmöglichkeit neben dem klassischen Festvergütungssystem. Der Grundgedanke bei der Einführung des Marktprämienmodells war, die erneuerbaren Energien stärker in den Markt einzubinden. Insbesondere sollte auch der Anlagenbetreiber hierdurch die Verantwortung für die Prognose und Vermarktung seines erzeugten Stroms tragen. Seit dem EEG 2014 ist das Marktprämienmodell die einzige Vermarktungsform für neue Anlagenbetreiber, ausgenommen Kleinanlagen nach § 37 EEG 2014, bei welcher eine finanzielle Förderung ohne Abschläge gewährt wird. Der Anteil des Marktprämienmodells ist seit der Einführung im Jahr 2012 sehr stark angestiegen und liegt inzwischen bei ca. 55% der installierten EEG-Leistung. Für den Energieträger Wind ist der Wert sogar noch deutlich höher und beträgt derzeit knapp 90%.

Der Anteil des Marktprämienmodells ist seit der Einführung im Jahr 2012 sehr stark angestiegen und liegt inzwischen bei ca. 55% der installierten EEG-Leistung.

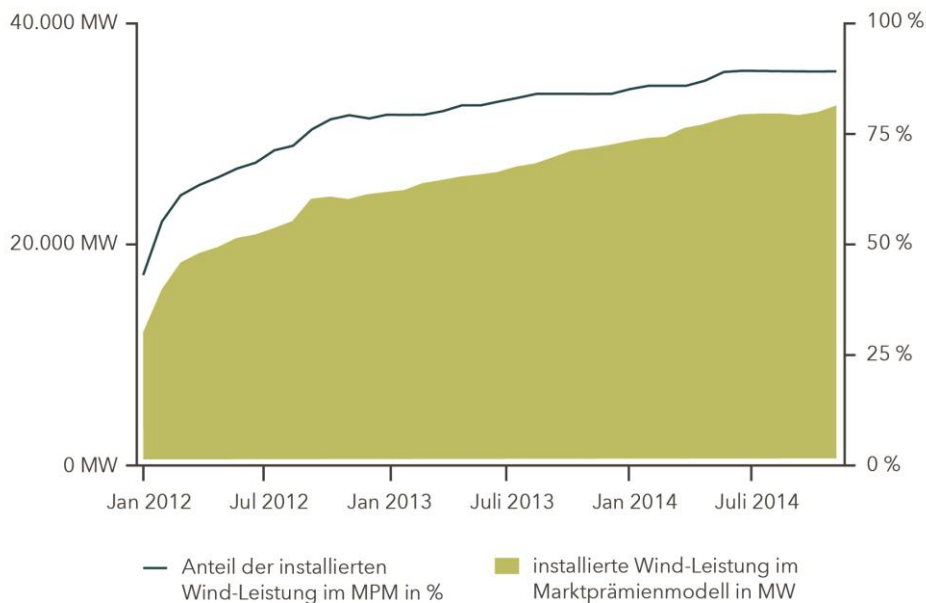


Abbildung 4: Entwicklung des Marktprämienmodells für den Energieträger Wind (an Land und auf See)
Darstellung: TransnetBW; Daten: ÜNB

Das Marktprämienmodell wurde eingeführt, um eine bessere Marktintegration von EEG-Anlagen zu erreichen. Durch den stetigen Ausbau der erneuerbaren Energien wurde es zunehmend notwendig, dass auch EEG-Anlagen – im Rahmen ihrer Möglichkeiten – bedarfsgerecht erzeugen. Im Jahr 2014 stieg beispielsweise der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung auf ca. 26,2%⁵ an. Um das Ziel der bedarfsgerechten Erzeugung zu erreichen, werden im Marktprämienmodell Börsenpreissignale zumindest teilweise an die Anlagenbetreiber weitergegeben. So bestehen beispielsweise Anreize, die Anlagen herunterzufahren, wenn die Börsenpreise stark negativ sind. Der exakte Wert des Börsenpreises, ab dem eine Abregelung für Anlagenbetreiber wirtschaftlich vorteilhaft ist, ist dabei abhängig von der jeweiligen Vergütungshöhe der jeweiligen Erzeugungsanlage. Für neue Winderzeugungsanlagen besteht der Anreiz beispielsweise sobald der Börsenpreis unter ca. -50 €/MWh liegt. Für das Jahr 2014 wäre dies in neun Stunden der Fall gewesen⁶.

III.a – Akteure

An der geförderten Direktvermarktung sind verschiedene Akteure aktiv beteiligt. Die einzelnen Akteure bzw. deren Rolle und Aufgaben sollen in diesem Abschnitt näher beleuchtet werden.

⁵ BDEW, Pressemitteilung vom 06.03.2015, BDEW aktualisiert Angaben zum Erzeugungsmix 2014: Erneuerbare Energien erzeugen immer mehr Strom.

⁶ <http://www.epexspot.com/de/marktdaten>

Anlagenbetreiber

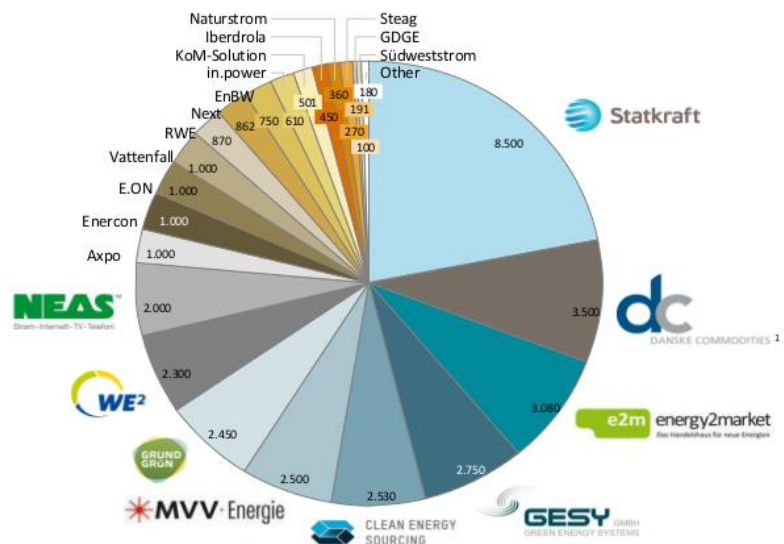
Anlagenbetreiber ist nach § 5 Nummer 2 EEG 2014 jeder Nutzer einer Anlage zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien oder Grubengas. Jeder Anlagenbetreiber hat die Möglichkeit, den in seiner Anlage erzeugten Strom im Rahmen des Marktprämienmodells selbst am Markt seiner Wahl zu veräußern. In den meisten Fällen vermarktet der Anlagenbetreiber im Zuge des Marktprämienmodells den Strom nicht selbst, sondern nimmt hierfür die Dienste eines Direktvermarkters in Anspruch.

Die Erlöse aus der Vermarktung des Stroms stehen grundsätzlich dem Anlagenbetreiber zu. Zusätzlich erhält der Anlagenbetreiber vom Netzbetreiber, an dessen Netz die Erzeugungsanlage angeschlossen ist die sogenannte Marktprämie ausbezahlt. Die Marktprämie wird bestimmt als die Differenz zwischen dem Vergütungsanspruch, welcher im EEG als anzulegender Wert definiert ist, und dem durchschnittlichen Monatsmarktwert an der Strombörse. Die Höhe der Marktprämie ändert sich daher für den Anlagenbetreiber monatlich, weshalb man von einer gleitenden Marktprämie spricht. Da sie so berechnet wird, dass sie die Differenzen zwischen dem Vergütungsanspruch der Anlage und dem Marktwert des Stroms ausgleicht, sind die Einnahmen des Anlagenbetreibers in Summe aus Börsenerlösen und Marktprämie weiterhin nahezu konstant.

Die Marktprämie wird bestimmt als die Differenz zwischen dem Vergütungsanspruch, welcher im EEG als anzulegender Wert definiert ist, und dem durchschnittlichen Monatsmarktwert an der Strombörse.

Direktvermarkter

Ein Direktvermarktungsunternehmer – kurz Direktvermarkter – übernimmt im Rahmen des Marktprämienmodells die Aufgabe der Vermarktung des erzeugten Stroms vom Anlagenbetreiber. Seit Einführung des Marktprämienmodells wird ein Großteil des Stroms nicht von den Anlagenbetreibern selbst, sondern über Direktvermarkter vermarktet. Ihre wichtige Rolle wird daran deutlich, dass in § 5 Nummer 10 EEG 2014 der Begriff des Direktvermarktungsunternehmers erstmals definiert wurde. Direktvermarkter sind sowohl Akteure, die für den Anlagenbetreiber die Direktvermarktung des Stroms aus dessen Anlage übernehmen und abwickeln, als auch Akteure, die den Strom vom Anlagenbetreiber aufkaufen, um diesen Strom eigenständig weiterzuvermarkten.⁷



¹ Schätzung

Abbildung 5: Marktanteile der Direktvermarkter in Deutschland (MW), Stand 02.2014
Quelle: Energy & Management, Statkraft (Schätzung); Darstellung: Statkraft

⁷ Gesetzesbegründung zum EEG 2014, BT-Drs. 18/1304, S. 167.

Bei der Vermarktung des Stroms steht es dabei dem Direktvermarkter frei, auf welche Art und Weise er den Strom veräußern möchte. Er kann hierfür den Spotmarkt verwenden, allerdings stehen ihm auch weitere Möglichkeiten wie der Terminmarkt, eine OTC-Vermarktung oder die Verwendung der Strommengen zur Deckung der Last von eigenen Stromkunden zu Verfügung. Dem Übertragungsnetzbetreiber, der die Vermarktung der Strommengen im Festvergütungssystem bzw. in der Ausfallvermarktung übernimmt, ist hingegen eine Vermarktung des EEG-Stroms über den Spotmarkt gemäß § 2 Ausgleichsmechanismenverordnung (AusglMechV) vorgeschrieben. Aufgrund der Berechnung der Höhe der Marktprämie in Abhängigkeit von den Spotmarktpreisen findet aber auch die Vermarktung im Rahmen des Marktprämienmodells größtenteils am Spotmarkt statt.

Direktvermarkter, die Anlagen verschiedener Anlagenbetreiber vermarkten, werden auch **Aggregatoren** genannt. Diese Aggregatoren vereinigen eine Vielzahl von EEG-Anlagen in ihrem Vermarktungsportfolio. Für die Aggregatoren ist ein möglichst großes Anlagenportfolio von Vorteil. Durch eine große Anzahl zu vermarktender Anlagen – insbesondere falls diese geographisch weit gestreut sind – lassen sich auch für fluktuierende Energieträger stabilere Vermarktungsprognosen erstellen, da sich gegenläufige Effekte einzelner Anlagen kompensieren.

Generell sind für Aggregatoren möglichst große Anlagen attraktiv, da diese bei gleichem Prognoseaufwand eine größere Strommenge liefern. Außerdem ist der Abwicklungsaufwand mit dem Anlagenbetreiber im Verhältnis zur Strommenge bei einer großen Anlage deutlich günstiger als bei einer kleinen Anlage. Der Abwicklungsaufwand ergibt sich hauptsächlich aus dem Aufwand zum Abschluss einer vertraglichen Vereinbarung sowie dem monatlichen Aufwand der Zahlungsabwicklung.

Durch eine große Anzahl zu vermarktender Anlagen [...] lassen sich auch für fluktuierende Energieträger stabilere Vermarktungsprognosen erstellen, da sich gegenläufige Effekte einzelner Anlagen kompensieren.

Eine Vergütung für den Direktvermarkter ist nicht gesetzlich festgelegt. Im Regelfall bestehen vertragliche Vereinbarungen zwischen dem Direktvermarkter und dem Anlagenbetreiber. In dieser Vereinbarung ist die Aufteilung der Erlöse aus der Vermarktung und der Marktprämie zwischen dem Direktvermarkter und dem Anlagenbetreiber geregelt, darüber hinaus können aber auch noch weitere Fragen wie z.B. zu hinterlegende Sicherheiten entsprechend berücksichtigt sein.

Anschließende Netzbetreiber

Der anschließende Netzbetreiber übernimmt die Auszahlung der Marktprämie entweder direkt an den Anlagenbetreiber oder an den beauftragten Direktvermarkter. In den meisten Fällen ist der anschließende Netzbetreiber **der örtliche Verteilnetzbetreiber**. Falls die Auszahlung an den Direktvermarkter erfolgen soll, wird im Regelfall eine Abtretungsvereinbarung vom Anlagenbetreiber benötigt. Gemäß § 19 EEG 2014 ist der Netzbetreiber verpflichtet, angemessene Abschläge auf die Zahlungen zum 15. Kalendertag des auf die Einspeisung folgenden Monats zu leisten. Im Folgejahr erfolgt auf Basis der IST-Daten eine exakte Jahresabrechnung. Eventuelle Differenzen zwischen der Jahresabrechnung und den monatlichen Abschlägen werden daraufhin zwischen dem Netzbetreiber und dem Anlagenbetreiber ausgeglichen. Korrekturen können beispielsweise notwendig werden, wenn die Einspeisezeitreihen nachträglich angepasst werden müssen, oder aber generell bei den Energieträgern, bei welchen die Vergütungs-

höhe von der Bemessungsleistung⁸ abhängt, z.B. bei Biomasse, und somit erst mit Ablauf des Kalenderjahres bestimmt werden kann.

Der Verteilnetzbetreiber stellt die aggregierten Marktprämienauszahlungen an die Anlagenbetreiber wie auch die sonstigen Auszahlungen aus der Festvergütung dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber in Rechnung. Die Abrechnung erfolgt jeweils monatlich, ebenso wird im Folgejahr eine Jahresabrechnung durchgeführt. Der Übertragungsnetzbetreiber erstattet dadurch dem Verteilnetzbetreiber sämtliche Auszahlungen, die im Rahmen der Marktprämienauszahlung an die Anlagenbetreiber entstehen.

Die Netzbetreiber sind - wie auch die Anlagenbetreiber und die Elektrizitätsversorgungsunternehmen - gemäß § 70 EEG 2014 verpflichtet, alle für den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Daten zur Verfügung zu stellen. Insbesondere sind hierbei auch die Meldungen zum Wechsel der Veräußerungsform von EEG-Anlagen inbegriffen, welche der anschließende Netzbetreiber dem Übertragungsnetzbetreiber weitermelden muss. Diese Information ist für die Übertragungsnetzbetreiber sehr wichtig, damit sie wissen, welche Anlagen sie im Rahmen der Festvergütung oder der Ausfallvermarktung vermarkten müssen und welche Anlagen durch die Direktvermarkter vermarktet werden.

Übertragungsnetzbetreiber

Dem Übertragungsnetzbetreiber fallen im Zuge des Marktprämienmodells verschiedene Aufgaben zu. Im Rahmen des Auszahlungsprozesses der Marktprämie prüft und begleicht der Übertragungsnetzbetreiber die Rechnungen, durch welche der anschließende Netzbetreiber die Marktprämienkosten an den ÜNB weiterverrechnet. Dies erfolgt monatlich sowie einmal jährlich im Rahmen der Jahresabrechnung für das Vorjahr. Die Aufwendungen der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Marktprämienauszahlungen gleichen die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber so untereinander aus, dass jeder Übertragungsnetzbetreiber eine prozentuale Belastung trägt, die dem Letztverbrauch in seiner Regelzone entspricht. Dieser Vorgang wird auch **horizontaler Belastungsausgleich (HoBA)** zwischen den Übertragungsnetzbetreibern genannt.

Ebenso sind die Übertragungsnetzbetreiber für die Bestimmung der Höhe der Marktprämie verantwortlich. Die Marktprämie ergibt sich gemäß Anlage 1 EEG 2014 aus der Differenz zwischen dem anzulegenden Wert und dem Monatsmarktwert an der Strombörse. Der anzulegende Wert entspricht dabei dem Vergütungsanspruch, den eine Anlage nach dem EEG besitzt. Der Monatsmarktwert des erzeugten Stroms wird jeweils zu Beginn des Folgemonats von den Übertragungsnetzbetreibern berechnet. Da der Monatsmarktwert für die fluktuierenden Energieträger Solar, Wind an Land und Wind auf See als mengengewichteter Durchschnittswert der stündlichen Spotmarktpreise ermittelt werden soll, müssen die Übertragungsnetzbetreiber zusätzlich noch eine **Online-Hochrechnung** für die jeweiligen Energieträger erstellen (siehe auch Kapitel **IV.b - Vergütung**). Die Online-Hochrechnung basiert auf den Messdaten einer repräsentativen Anzahl von Referenzanlagen, anhand derer die Erzeugung aller Anlagen hochgerechnet wird. Seit Januar 2015 gibt es dabei eine Besonderheit: Die Online-Hochrechnung darf Reduzierungen der Einspeiseleistung durch den Netzbetreiber oder im Rahmen der Direktvermarktung nicht mehr beinhalten. Die Online-Hochrechnung ist daher als theoretisch höchstmögliche Erzeugungsleistung in der jeweiligen Stunde zu interpretieren. Die zur Bestimmung der Monatsmarktwerte der Energieträger Solar, Wind an Land und Wind auf See durchgeführte Online-Hochrechnung der erzeugten Strommenge wird ebenso wie die Monatsmarktwerte selbst auf der Webseite netztransparenz.de der Übertragungsnetzbetreiber veröffentlicht.⁹

Neben den beiden genannten Rollen haben die Übertragungsnetzbetreiber noch eine weitere im Zusammenhang mit dem Marktprämienmodell inne: die Rolle als Vermarkter des Stroms in der sogenannten Ausfallvermarktung gemäß § 38 EEG 2014. Diese Aufgabe resultiert nicht direkt aus dem Marktprämienmodell, kommt jedoch dann zum

⁸ Die „Bemessungsleistung“ einer Anlage ist der Quotient aus der Summe der in dem jeweiligen Kalenderjahr erzeugten Kilowattstunden und der Summe der vollen Zeitstunden des jeweiligen Kalenderjahres abzüglich der vollen Stunden vor der erstmaligen Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas durch die Anlage und nach endgültiger Stilllegung der Anlage.

⁹ <http://www.netztransparenz.de/de/Marktprämie.htm>

Tragen, wenn der Anlagenbetreiber aus diversen Gründen die Vermarktung des Stroms im Marktprämienmodell nicht gewährleisten kann, aber nach dem EEG 2014 keine Möglichkeit hat, in das Festvergütungssystem zu wechseln. In einer solchen Situation kann der Anlagenbetreiber seine Anlage für die Ausfallvermarktung melden.

In der nachfolgenden Grafik sind zusammenfassend die Schnittstellen zwischen den einzelnen Akteuren und die dazugehörigen Finanz- und Stromflüsse im Rahmen des Marktprämienmodells dargestellt.

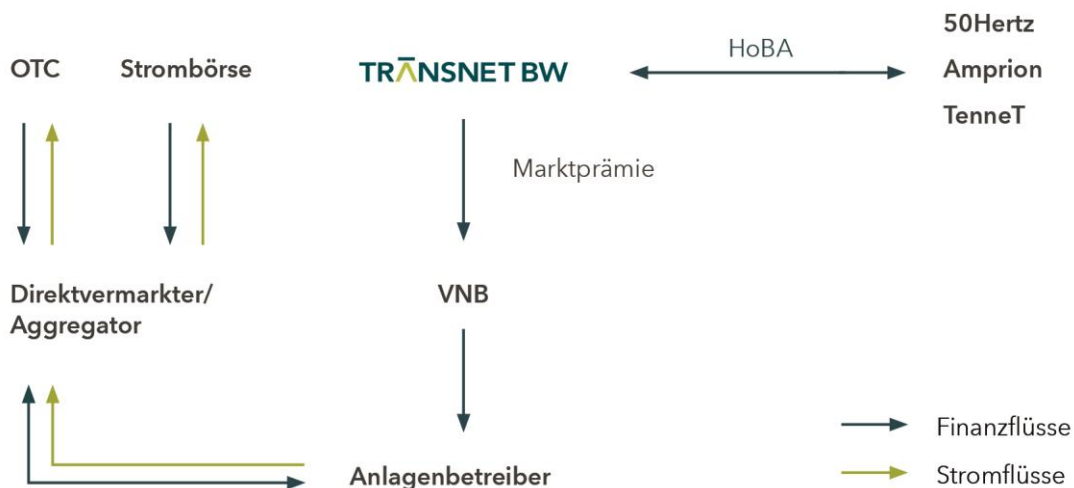


Abbildung 6: Strom- und Finanzflüsse im Marktprämienmodell
Quelle: TransnetBW

IV. - Rechte & Pflichten eines Anlagenbetreibers / Direktvermarkters

Die geförderte Direktvermarktung als Förderinstrument für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland soll den Anlagenbetreiber bei einem wirtschaftlichen Betrieb seiner Anlage unterstützen, gleichzeitig aber auch Anreize für eine möglichst gute Marktintegration der erneuerbaren Energien liefern. Im Zuge der Inanspruchnahme dieser Förderung entstehen aber auch für den Anlagenbetreiber bzw. den Direktvermarkter diverse Pflichten, damit das System reibungslos funktionieren kann. In diesem Abschnitt wird jeweils kurz auf die einzelnen Punkte eingegangen.

IV.a - Meldefristen

Um grundsätzlich einen Förderanspruch nach dem EEG zu erhalten, muss der Anlagenbetreiber alle Pflichten **hinsichtlich der Registrierung seiner Anlage** bei der Bundesnetzagentur entsprechend der **Anlagenregistrierungsverordnung (AnlRegV)** erfüllen. Insbesondere muss der Anlagenbetreiber seine Anlage spätestens drei Wochen nach der Inbetriebnahme bei der Bundesnetzagentur registriert haben (§ 3 Absatz 3 AnlRegV). Ohne diese Registrierung verringert sich der Vergütungsanspruch für den Anlagenbetreiber gemäß § 25 EEG 2014 auf null.

Gemäß § 20 Absatz 2 EEG 2014 darf der Anlagenbetreiber seinen erzeugten Strom auf verschiedene Vermarktungsformen aufteilen.

Auch **hinsichtlich der Wahl der Veräußerungsform** muss der Anlagenbetreiber entsprechende **Wechselfristen** beachten. Diese Wechselfristen sind in § 21 EEG 2014 festgelegt. Für einen Wechsel zwischen der Marktprämie, der sonstigen Direktvermarktung oder dem Festvergütungssystem (nur für Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.08.2014 oder kleine Anlagen nach § 37 EEG 2014) muss der Anlagenbetreiber seinem zuständigen Netzbetreiber den Wechsel vor Beginn des vorangegangenen Monats mitteilen. Bei einem Wechsel in die oder aus der Ausfallvermarktung nach § 38 EEG 2014 muss der Wechsel bis zum fünftletzten Werktag des Vormonats dem Netzbetreiber mitgeteilt werden. Werden diese Wechselfristen nicht eingehalten, reduziert sich der für die Förderung anzulegende Wert nach § 25 EEG 2014 auf den Monatsmarktwert. Das heißt, der Anlagenbetreiber erhält nur den Börsenerlös, aber keine zusätzliche Förderung. Die strenge Auslegung dieser Regelung und die entsprechende Sanktionierungsmöglichkeit sind für die Gewährleistung einer sorgfältigen Vermarktung des EEG-Stroms dringend erforderlich. Wird die Meldung über den Wechsel der Vermarktungsform nicht oder zu spät vorgenommen, kann es ansonsten entweder zu einer Doppelvermarktung oder zu einer Nichtvermarktung des erzeugten Stroms kommen.

Gemäß § 20 Absatz 2 EEG 2014 darf der Anlagenbetreiber seinen erzeugten Strom auch auf verschiedene Vermarktungsformen aufteilen. Hierbei muss allerdings jederzeit die gemeldete Aufteilung auf die Vermarktungsformen eingehalten werden. Sollte dies nicht der Fall sein, verfällt der Vergütungsanspruch des Anlagenbetreibers für den Zeitraum des Verstoßes plus zusätzliche drei Monate.

Weiterhin muss der Anlagenbetreiber seine Pflichten im Zuge der Jahresabrechnung erfüllen. Er muss hierfür dem Netzbetreiber bis zum 28. Februar des Folgejahres alle zur Endabrechnung notwendigen Daten zur Verfügung stellen. Jede Anlage, welche in der Direktvermarktung vermarktet wird, muss zwingend eine Leistungsmessung besitzen. In der Regel wird eine registrierende Leistungsmessung verwendet, hierdurch kann auch die tatsächliche Einspeisung der Anlage für jeden Zeitpunkt des Jahres im Rahmen der Jahresabrechnung nachgewiesen werden. Erfüllt der Anlagenbetreiber seine Meldepflichten im Rahmen der Jahresabrechnung nicht, entfällt sein Anspruch auf eine Förderung nach § 19 EEG 2014, u.a. auch die Marktprämie, ebenso wie auf die entsprechenden unterjährigen Abschlagszahlungen hierfür.

Jede Anlage, welche in der Direktvermarktung vermarktet wird, muss zwingend eine Leistungsmessung besitzen.

IV.b - Vergütung

Anlagenbetreiber, welche ihre Anlage für das Marktprämienmodell gemeldet haben und alle formalen Voraussetzungen erfüllen, haben einen Anspruch auf die Marktprämie. Im Rahmen des Marktprämienmodells vermarkten die Anlagenbetreiber bzw. ihr Direktvermarkter den Strom selbst. Da die erzielbaren Erlöse durch die Selbstvermarktung an der Börse aber in der Regel unterhalb der EEG-Vergütung liegen, bekommen die Anlagenbetreiber zusätzlich eine Marktprämie von den Netzbetreibern ausgezahlt.

Die Marktprämie bestimmt sich ex post aus der Differenz des anzulegenden Wertes und dem jeweiligen Monatsmarktwert, wobei die Marktprämie gemäß Anlage 1 EEG 2014 nach unten auf null begrenzt ist.

Der anzulegende Wert ist der eigentliche Fördersatz, den die Anlage gemäß dem EEG besitzt. Die Höhe des anzulegenden Wertes ist hauptsächlich vom Energieträger, vom Inbetriebnahmezeitpunkt und von der Leistung der Anlage abhängig. In der ursprünglichen Form des Marktprämienmodells im EEG 2012 gab es noch die sogenannte Managementprämie. Diese Prämie bekam der Anlagenbetreiber zusätzlich ausbezahlt, um die Kosten,

Die Marktprämie bestimmt sich ex post aus der Differenz des anzulegenden Wertes und dem jeweiligen Monatsmarktwert.

welche im Rahmen der Selbstvermarktung anfallen, z.B. Kosten für die Handelsanbindung oder Ausgleichsenergie, kompensieren zu können. Im EEG 2014 ist das Marktprämienmodell nicht mehr nur eine optionale Wahlmöglichkeit, wie es im EEG 2012 ausgestaltet war, sondern das Hauptförderinstrument der erneuerbaren Energien. In diesem Zuge wurde die Managementprämie im EEG 2014 sprachlich abgeschafft und direkt in den Vergütungssatz eingepreist. Kleinanlagen, welche trotzdem noch das Festvergütungssystem nutzen und daher den Strom nicht selbst vermarkten müssen, wird ein kleiner Betrag (0,4 ct/kWh für Wind- und PV-Anlagen, 0,2 ct/kWh für die sonstigen Energieträger) gemäß § 37 EEG 2014, im Prinzip die ehemalige Managementprämie, abgezogen. Im nachfolgenden Diagramm ist das Berechnungsprinzip der Marktprämie beispielhaft für eine Solaranlage dargestellt. Der anzulegende Wert für diese Solaranlage beträgt in diesem Fall 116 €/MWh. Bei einem Monatsmarktwert von 36,78 €/MWh, wie in diesem Beispiel angenommen, beträgt die Marktprämie, als Differenz zwischen dem anzulegendem Wert und dem Monatsmarktwert, insgesamt 79,22 €/MWh. Dieser Wert setzt sich aus der **ehemaligen Managementprämie** in Höhe von 4 €/MWh und der Differenz zwischen der Förderung in der Festvergütung und dem Monatsmarktwert (75,22 €/MWh) zusammen. Würde die Anlage in die Festvergütung wechseln, was als Kleinanlage möglich ist, würde der anzulegende Wert um die ehemalige Managementprämie gekürzt werden und somit 112 €/MWh betragen.

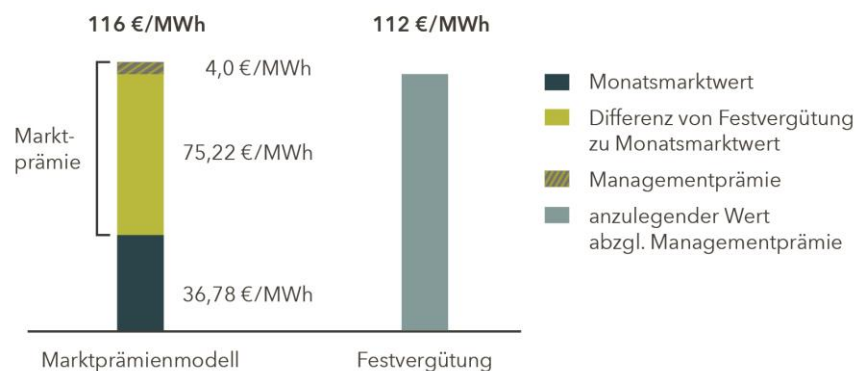


Abbildung 7: Funktionsprinzip Marktprämie

Quelle: TransnetBW

Der Monatsmarktwert des erzeugten Stroms wird jeweils zu Beginn des Folgemonats ex post von den Übertragungsnetzbetreibern berechnet und veröffentlicht. Grundlage der Berechnung des Monatsmarktwertes ist der durchschnittliche Wert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris für die Preiszone Deutschland / Österreich in jeder Stunde des Kalendermonats. Für die Energieträger Biomasse, Wasser, Geothermie, Grubengas, Klärgas und Deponiegas, welche auch als steuerbare Energieträger bezeichnet werden, wird der Monatsdurchschnitt dieser Börsenpreise gebildet und als Monatsmarktwert festgesetzt. Hintergrund dieser Festlegung ist, dass diese Energieträger relativ konstant einspeisen und somit der Marktwert in etwa dem durchschnittlichen Börsenpreis entspricht. Diese Beobachtung wird auch in wissenschaftlichen Gutachten bestätigt.¹⁰

Die Energieträger Solar, Wind an Land und Wind auf See weisen hingegen ein stark fluktuierendes Einspeiseverhalten auf. Aus diesem Grund weicht der Marktwert dieser Energieträger stärker vom durchschnittlichen Börsenpreis ab. Um diesem Sachverhalt Rechnung zu tragen, wird zur Bestimmung des Marktwertes dieser Energieträger auch die entsprechende Stromerzeugung miteinbezogen und ein mengengewichteter Durchschnittspreis berechnet. Dazu wird für jede Stunde des Monats die Menge des erzeugten Stroms des jeweiligen Energieträgers mit dem Spotmarktpreis zu dieser Stunde multipliziert, die Ergebnisse aller Stunden werden aufsummiert und durch die gesamte in diesem Monat erzeugte Strommenge des jeweiligen Energieträgers, unabhängig davon in welcher Veräußerungsform der Strom vermarktet wird, geteilt. Da die tatsächlich erzeugte Strommenge aus unterschiedlichen Gründen

¹⁰ z.B. Energy Brainpool GmbH & Co. KG: Ermittlung des Marktwertes der deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken für das Jahr 2015, r2b energy consulting GmbH: Ermittlung des Marktwertes der deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken, beide abrufbar unter www.netztransparenz.de.

nicht genau bekannt ist, u.a. weil nicht alle Anlagen über eine Lastgangmessung verfügen, wird für diese Berechnung eine Online-Hochrechnung in stündlicher Auflösung herangezogen (siehe auch Kapitel **Übertragungsnetzbetreiber**).

Im nachfolgenden Schaubild sind die Monatsmarktwerte für die verschiedenen Energieträger dargestellt. Darin ist gut ersichtlich, dass sich auf Grund der unterschiedlichen Einspeisecharakteristik der einzelnen Energieträger deutliche Unterschiede bei den Monatsmarktwerten ergeben.

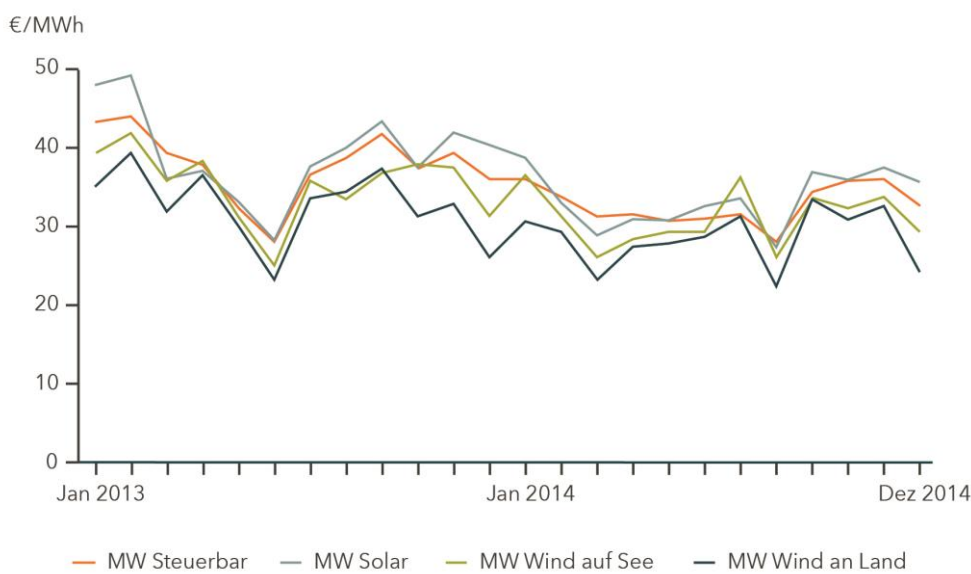


Abbildung 8: Marktwerte

Darstellung: TransnetBW; Daten: www.netztransparenz.de

Die Marktprämie ist durch ihre Ex-Post-Bestimmung als sogenannte **gleitende Marktprämie** ausgestaltet. Das heißt, die Marktprämie ändert sich monatlich je nach Höhe der Börsenpreise im jeweiligen Monat. Sinkt der durchschnittliche Börsenpreis, erhöht sich die Marktprämie. Bei gestiegenen Börsenpreisen tritt der umgekehrte Fall ein. Das Risiko der Börsenpreisentwicklung trägt so, wie auch beim Festvergütungssystem, die Allgemeinheit und nicht der Anlagenbetreiber.

Das Risiko der Börsenpreisentwicklung trägt so, wie auch beim Festvergütungssystem, die Allgemeinheit und nicht der Anlagenbetreiber.

Im Gegensatz zum Festvergütungssystem sollen im Marktprämienmodell die Anlagenbetreiber einen Anreiz haben, ihre Anlagen bedarfsorientiert zu betreiben. Dies bedeutet, dass Anlagenbetreiber als Reaktion auf aktuelle Börsenpreise die Fahrweise ihrer Anlagen aktiv anpassen sollen. Im Festvergütungssystem haben die Anlagenbetreiber keinen Anreiz zu einer aktiven Fahrweise ihrer Anlagen. Die Anlagen werden im Regelfall völlig losgelöst von den Börsenpreisen mit der maximal verfügbaren Leistung betrieben, um so ihre Vergütungserlöse zu maximieren („*produce and forget*“). Im Marktprämienmodell, wie es heute ausgestaltet ist, werden diese Anreize nur teilweise erzeugt. Im Prinzip besteht für einen Anlagenbetreiber ein Anreiz, seine Anlage herunterzufahren, sobald der Börsenpreis so negativ wird, dass seine erwartete Marktprämie aufgezehrt wird.¹¹ Zum Zeitpunkt der Stromerzeugung weiß der

¹¹ Dies gilt so für alle Anlagen ohne Brennstoffkosten. Für Anlagen mit Brennstoffkosten müssen diese noch entsprechend einkalkuliert werden.

Anlagenbetreiber auf Grund des ex post bestimmten Monatsmarktwertes noch nicht, wie hoch die Marktprämie für den jeweiligen Monat genau sein wird. Daher muss er eine Abschätzung treffen, ab welchem Börsenpreis es sich für ihn lohnt, die Anlage abzustellen.

Im nachfolgend dargestellten Schaubild sind die gesamten Erlöse, das heißt die erwartete Marktprämie plus Börsenerlöse, eines Betreibers einer Windenergieanlage in dunkler Farbe dargestellt. Das Schaubild zeigt, dass, wenn die Börsenpreise (helle Linie) zu negativ werden, die Gesamterlöse des Anlagenbetreibers ebenfalls negativ werden können. Zu diesen Zeitpunkten wäre es für den Anlagenbetreiber besser die Anlage herunterzufahren (im Beispiel zwischen 13 Uhr und 16 Uhr). Falls hingegen der Börsenpreis nur leicht negativ ist, sind die Erlöse für den Anlagenbetreiber auf Grund der Marktprämie, welche sich aus der Differenz zwischen den beiden Linien ergibt, trotzdem positiv. Es wäre für den Anlagenbetreiber also von Vorteil die Anlage zu diesen Zeiten nicht herunterzufahren (im Beispiel zwischen 9 Uhr und 11 Uhr).

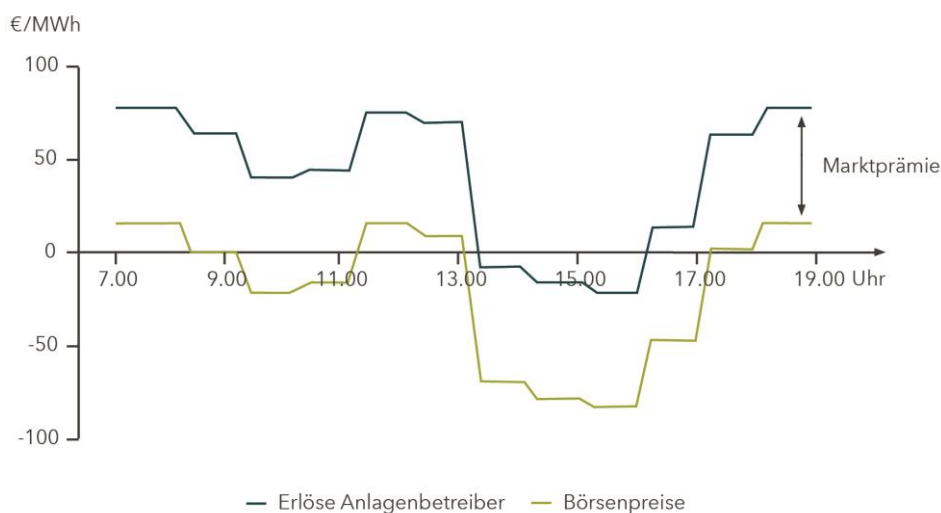


Abbildung 9: Anreize für eine bedarfsgerechte Erzeugung
 Quelle: TransnetBW

Im EEG 2014 wurde gemäß § 24 zusätzlich eingeführt, dass sich der Förderanspruch, und damit auch die Marktprämie, für Anlagen für den gesamten Zeitraum auf null reduziert, wenn der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland / Österreich am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris in mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist. Dies gilt für Anlagen, die ab dem 01.01.2016 in Betrieb genommen werden. Ausgenommen hiervon sind Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 3 Megawatt oder sonstige Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 500 Kilowatt. Für einen Betreiber einer Anlage ist es daher von Vorteil, seine Anlage bei negativen Börsenpreisen direkt abzustellen. Hierbei spielt es keine Rolle mehr wie negativ die Börsenpreise sind.

IV.c - Fernsteuerbarkeit

Für den Förderanspruch im Marktprämienmodell ist es zwingend erforderlich, dass die Anlage fernsteuerbar ist. Die Fernsteuerbarkeit der Anlage muss sowohl dem Direktvermarkter und bei Anlagen, die unter § 9 EEG 2014 fallen, auch dem Netzbetreiber zur Verfügung stehen. Für den Netzbetreiber ist dies insbesondere **in Fällen von Einspeisemanagementmaßnahmen** zwingend erforderlich, für den Direktvermarkter ist es die Voraussetzung **zur Umsetzung einer bedarfsgerechten Erzeugung**. Diesbezüglich sind diese Anlagen mit technischen Einrichtungen auszurüsten, sodass jederzeit die jeweilige IST-Einspeisung abgerufen und die Einspeiseleistung ferngesteuert reduziert werden kann. Die verpflichtende Möglichkeit zur Fernsteuerbarkeit durch den Direktvermarkter wurde im EEG 2014 neu eingeführt. Zuvor war dies nur eine optionale Möglichkeit, um eine leicht höhere Vergütung zu erhalten. Daher wurde für Anlagen, die vor dem 01.08.2014 in Betrieb genommen wurden, eine Übergangsfrist zur Umsetzung der

Fernsteuerbarkeit für den Direktvermarkter bis zum 31.03.2015 gewährt. Für Neuanlagen gilt, dass die Voraussetzung spätestens im zweiten Monat nach dem Inbetriebnahmemonat erfüllt sein muss.

IV.d - Bewirtschaftung eines Bilanzkreises

Eine weitere Voraussetzung für die Inanspruchnahme der Marktprämie ist die Einhaltung der Regeln zur **Strombilanzierung**. Gemäß § 35 Nummer 3 EEG 2014 muss der Strom, der mit der Marktprämie vergütet wird, in einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert werden. In dem verwendeten Bilanzkreis darf ausschließlich folgender Strom bilanziert werden:

- Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, der in der Marktprämie direkt vermarktet wird, oder
- Strom, der nicht über die Marktprämie vermarktet wird und dessen Einstellung in den Bilanz- oder Unterbilanzkreis nicht von dem Anlagenbetreiber oder dem Direktvermarktungsunternehmer zu vertreten ist.

Ein Bilanzkreis ist ein Energiemengenkonto. In diesem werden alle Stromeinspeisungen, wie beispielsweise die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, und alle Ausspeisungen, wie beispielsweise der Verbrauch durch Stromkunden, aufgeführt. Außerdem können in einem Bilanzkreis Handelsgeschäfte mit anderen Bilanzkreisen abgebildet werden. Für jeden Bilanzkreis gibt es einen sogenannten **Bilanzkreisverantwortlichen (BKV)**. Dem BKV gehört der entsprechende Bilanzkreis und er ist verantwortlich für die Einhaltung aller Vorschriften des Bilanzkreisvertrages¹² sowie der Marktregeln zur Strombilanzierung¹³.

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird, wie jede andere Art der Stromerzeugung auch, im Rahmen der Strombilanzierung als Einspeisung in einen Bilanzkreis bilanziert. Die Strommengen aus dem Marktprämienmodell müssen dabei sortenrein bilanziert werden. Das heißt, es muss für jede Buchung in einen Bilanzkreis ein Zeitreihentyp¹⁴ verwendet werden, der angibt, um welchen Energieträger es sich handelt. Entsprechend der Einspeisungen in einen Bilanzkreis müssen Ausspeisungen aus dem Bilanzkreis in gleicher Höhe erfolgen. Der BKV ist gemäß Nummer 5.1 des Standardbilanzkreisvertrages unter anderem dafür verantwortlich, dass der Bilanzkreis zu jeder Viertelstunde ausgeglichen ist. Das heißt, dass sich die Ein- und Ausspeisungen des Bilanzkreises entsprechen müssen. Eine Ausspeisung ist hierbei in den meisten Fällen eine entsprechende Vermarktung der Strommengen an der Strombörse. Die IST-Erzeugung steht allerdings erst im Nachhinein fest, wodurch zum Vermarktungszeitpunkt der Strommengen eine entsprechende Prognose der Stromerzeugung erstellt werden muss. Da ein Bilanzkreis zur Bilanzierung von erneuerbaren Energien, ebenso wie alle anderen Bilanzkreise auch, ausgeglichen zu führen ist, ist es insbesondere erforderlich, dass der BKV eine sehr hohe Prognosegüte seiner Stromerzeugung erreicht. Insbesondere muss der BKV bei etwaigen Änderungen der prognostizierten Erzeugung seine ursprünglich geplante Vermarktung anpassen. Die letzte Möglichkeit zur Anpassung der Vermarktungspositionen sind der Intradaymarkt an der Strombörse sowie OTC-Geschäfte. Bei Stromüberschuss in seinem Bilanzkreis muss der BKV diesen Strom verkaufen, bei Strommangel muss er Strom zukaufen oder alternativ – falls möglich – die Erzeugung entsprechend anpassen. Dabei ist der Bilanzkreis auf Viertelstundenbasis zu bewirtschaften.

Der BKV ist dafür verantwortlich, dass der Bilanzkreis zu jeder Viertelstunde ausgeglichen ist. [...] Ein- und Ausspeisungen des Bilanzkreises müssen sich entsprechen.

¹² BNetzA, BK6-06-013, Standardbilanzkreisvertrag.

¹³ BNetzA, BK6-07-002, Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS).

¹⁴ BDEW, EDI@Energy Codeliste der Zeitreihentypen, Version 1.1a, S. 3.

Am 29. Werktag nach dem Liefermonat wird eine sogenannte Bilanzkreisabrechnung durchgeführt. In dieser wird der Saldo zwischen den Ein- und Ausspeisungen innerhalb eines Bilanzkreises zu jeder Viertelstunde ermittelt. Dieser Saldo wird **Ausgleichsenergie** genannt und mit dem sogenannten regelzonenübergreifenden einheitlichen Ausgleichsenergiepreis (reBAP) bewertet. Der Ausgleichsenergiepreis ergibt sich im Wesentlichen aus den Kosten zum Einsatz von Regelenergie.¹⁵ Die **Regelenergie** wird eingesetzt, um die Schwankungen im Stromnetz auszugleichen. Diese Schwankungen kommen dadurch zustande, dass beispielsweise die prognostizierte Stromerzeugung nicht der tatsächlichen Stromerzeugung entspricht und daher die entsprechenden Bilanzkreise nicht ausgeglichen sind. Die Regelenergie wird von sogenannten Regelleistungskraftwerken erbracht, welche von den Übertragungsnetzbetreibern bei Bedarf eingesetzt werden. Die Summe der eingesetzten Regelenergie, welche tatsächlich physikalisch erbracht wird, entspricht ungefähr der Summe der bilanziellen Ausgleichsenergie aller Bilanzkreise je Viertelstunde. Hierdurch können die Kosten durch den Einsatz von Regelleistungskraftwerken verursachungsgerecht den jeweiligen Bilanzkreisen zugeordnet werden. Der BKV muss somit exakt die Kosten tragen, welche durch eine Differenz zwischen den Ein- und Ausspeisungen in seinem Bilanzkreis entstanden sind. Dies gilt für alle BKV, auch für Direktvermarkter oder BKV, die ihren Bilanzkreis für die Direktvermarktung zur Verfügung stellen.

Eine Abrechnung der Ausgleichsenergie zwischen ÜNB und BKV erfolgt je (Haupt-) Bilanzkreis. Gemäß § 35 EEG 2014 können die Strommengen in der Marktprämie allerdings auch in einem **Unterbilanzkreis** bilanziert werden. Dieser Unterbilanzkreis wird nicht selbstständig abgerechnet. Allerdings ist jeder Unterbilanzkreis einem sogenannten (Haupt-) Bilanzkreis zugeordnet. Der Saldo, also die Ausgleichsenergie, eines Unterbilanzkreises wird dementsprechend an den (Haupt-) Bilanzkreis weitergegeben. Es ist somit auch in dieser Konstellation eine verursachungsgerechte Zuordnung der Kosten gewährleistet. Inwieweit bzw. wie der BKV des Hauptbilanzkreises die Ausgleichsenergiekosten auf die jeweiligen Unterbilanzkreise umlegt, hängt von den bilateralen vertraglichen Abmachungen zwischen dem BKV des (Haupt-)Bilanzkreises und den Nutzern der Unterbilanzkreise ab. Beispielsweise kann geregelt sein, dass die Kosten eins zu eins vom (Haupt-)Bilanzkreis an die jeweiligen Unterbilanzkreise weitergegeben werden.

V. - Auswirkungen der EE-Erzeugung auf die Systemsicherheit

Der starke Ausbau der erneuerbaren Energien – insbesondere der fluktuierenden Energieträger Wind und Photovoltaik – führt zu neuen Herausforderungen beim sicheren Betrieb des Elektrizitätsversorgungssystems. Verantwortlich für die Einhaltung der Systemsicherheit sind die ÜNB. Zur Sicherung der Systemverantwortung im jeweiligen Übertragungsnetz führen die Übertragungsnetzbetreiber nach § 13 EnWG netzbezogene und marktbezogene Maßnahmen durch. Ein Beispiel für **netzbezogene Maßnahmen** sind Netzschaltungen, bei den **marktbezogenen Maßnahmen** handelt es sich zum Großteil um Einsätze von Regelenergie und der Beseitigung von Netzengpässen in Form von Redispatch-Maßnahmen. Um die im Zuge des Ausbaus der erneuerbaren Energien entstehenden neuen Herausforderungen bewältigen zu können, müssen zum einen bewährte Hilfsmittel neu eingesetzt, zum anderen neue Werkzeuge geschaffen werden.

¹⁵ Der Arbeitspreis für Regelenergie wird über den Ausgleichsenergiepreis weiterverrechnet. Der Preis für die Leistungsvorhaltung der Regelleistungskraftwerke wird über die Netzentgelte vergütet.

V.a – Regellenergie

Voraussetzung für einen sicheren und stabilen Netzbetrieb ist, dass das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch in der Regelzone kontinuierlich aufrechterhalten wird. Um dies gewährleisten zu können, benötigt ein Übertragungsnetzbetreiber Regelleistung und Regelleistung. Die Regelleistung wird vom Übertragungsnetzbetreiber marktbasierend über Ausschreibungen beschafft. Die Regelleistung untergliedert sich dabei in die drei Produkte: Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung. Die Differenzen zwischen Erzeugung und Verbrauch machen sich technisch zum Erfüllungszeitpunkt in der Frequenz und der Spannung der Stromnetze bemerkbar. Ist die Stromerzeugung höher als der Stromverbrauch, steigt die Frequenz über den Normwert von 50 Hertz. Im umgekehrten Fall sinkt die Frequenz.

Um diese Abweichungen auszugleichen, werden Regelkraftwerke zum Abruf vorgehalten. Positive Regelleistung senkt das Leistungsdefizit und negative Regelleistung vermindert den Leistungsüberschuss im Übertragungsnetz. Allgemein spricht man bei allen Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Stabilität der Netze von **Systemdienstleistungen**, insbesondere auch bei der Regelleistung. Den Übertragungsnetzbetreibern steht allerdings nur ein beschränktes Regellenergieangebot zur Behebung dieser Systembilanzprobleme zur Verfügung. Daher ist es wichtig, den notwendigen Regellenergieeinsatz möglichst gering zu halten. Um dies zu erreichen, sind alle Bilanzkreisverantwortliche wie zuvor beschrieben verpflichtet, ihren Bilanzkreis zu jedem Zeitpunkt bestmöglich ausgeglichen zu bewirtschaften. Insbesondere müssen hierfür auch die Prognosen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eine hohe Qualität haben. Vor allem die fluktuierenden Energieträger Wind und Solar sind teilweise durch eine sich sehr schnell ändernde Einspeisecharakteristik gekennzeichnet und demgemäß entsprechend schwer zu prognostizieren. Die Direktvermarkter müssen daher mit einer hohen Prognosegüte einen wichtigen Beitrag zur Systemsicherheit leisten.

Der Einsatz von Regelleistung wird vorgenommen, wenn ein Ungleichgewicht in der Regelzone eines ÜNB zwischen Erzeugung und Verbrauch entsteht. Nach der Einführung des **Netzregelverbundes (NRV)** betrifft der Einsatz von vorgehaltener Regelleistung die Regelzonen der vier deutschen ÜNB und der zusätzlich am NRV teilnehmenden ausländischen ÜNB.

V.b – Redispatch

Bei **Netzengpässen** sind die Ein- und Ausspeisungen in das Stromnetz ausgeglichen, allerdings sind hier einzelne Netzbereiche überlastet. Zur Behebung dieser Probleme ist ein Hauptwerkzeug der Übertragungsnetzbetreiber der sogenannte Redispatch. Unter Berücksichtigung des Stromflusses wird bei Redispatch-Maßnahmen ein Kraftwerk vor dem Netzengpass heruntergefahren und ein anderes nach dem Netzengpass hochgefahren. Auf diese Weise kann der Stromfluss im überlasteten Bereich reduziert werden. Im Rahmen des Redispatch erfolgt eine Kostenerstattung bei den beteiligten Kraftwerken auf Basis von Grenzkosten. Dem hochfahrenden Kraftwerk werden die entstehenden Kosten erstattet. Das herunterfahrende Kraftwerk muss dagegen Kosten zurückvergüten, da durch das Herunterfahren Brennstoffkosten eingespart werden.

Mit dem verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien müssen im deutschen Übertragungsnetz mehr und mehr Redispatch-Maßnahmen durchgeführt werden. Wie bereits zu Beginn des Papiers dargelegt, hat sich im Zuge der Energiewende die regionale Verteilung der Stromerzeugungsanlagen maßgeblich verändert. Da die Planung, die Genehmigung und der Bau von neuen Stromtrassen aber deutlich mehr Zeit in Anspruch nimmt als der Zubau von erneuerbaren Energien, ist das aktuelle Stromnetz nicht an die heutige regionale Verteilung der Stromerzeugungsanlagen angepasst. Insbesondere müssen hohe Stromeinspeisungen aus Windenergieanlagen im Norden von Deutschland in den verbrauchsstarken Süden von Deutschland transportiert werden. Auf diesen hohen Transportbedarf von Nord nach Süd ist das deutsche Übertragungsnetz allerdings nicht ausgelegt. Im Jahr 2013 kam es beispielsweise zu Redispatch-Maßnahmen mit einer Gesamtdauer von 7.965 Stunden.¹⁶ Redispatch-Maßnahmen sind Maßnahmen bei Netzengpässen in bestimmten Netzabschnitten. Diese Netzengpässe können unabhängig davon auftreten, ob im Übertragungsnetz global ein Überangebot oder Unterangebot an Strom zu diesem Zeitpunkt existiert. Die Anzahl und Dauer der Redispatch-Maßnahmen kann durch eine bedarfsgerechte Erzeugung von EE-Anlagen, welche durch die Direktvermarktung gefördert werden soll, nicht reduziert werden. Da Redispatch-Maßnahmen eigentlich ein Werkzeug für Ausnahmefälle sind und daher möglichst selten eingesetzt werden sollten, muss zur dauerhaften Lösung von Netzengpässen das Übertragungsnetz entsprechend schnell und konsequent ausgebaut werden. Werden Redispatch-Maßnahmen im Netzbetrieb einkalkuliert und als Normalfall angesehen, besteht das Risiko, dass bei wirklichen Ausnahmefällen nicht ausreichend Mittel zur Aufrechterhaltung des Systembetriebs bereitstehen.

Da Redispatch-Maßnahmen eigentlich ein Werkzeug für Ausnahmefälle sind und daher möglichst selten eingesetzt werden sollten, muss zur dauerhaften Lösung von Netzengpässen das Übertragungsnetz entsprechend schnell und konsequent ausgebaut werden.

V.c – Einspeisemanagement

Bei drohenden Netzengpässen können gemäß § 15 EEG 2014 die Netzbetreiber außerdem Einspeisemanagementmaßnahmen vornehmen. Dabei sind die Netzbetreiber berechtigt, EEG-Erzeugungsanlagen zu drosseln bzw. ganz abzuschalten. Die Netzbetreiber sind allerdings nach § 11 EEG 2014 dazu verpflichtet, den gesamten aus erneuerbaren Energien erzeugten Strom vorrangig abzunehmen. Dieser Abnahmevorrang von Strom aus erneuerbaren Energien gegenüber Strom aus sonstigen Kraftwerken muss auch im Rahmen von Einspeisemanagementmaßnahmen eingehalten werden. Das heißt, bevor EEG-Anlagen von Einspeisemanagementmaßnahmen betroffen sind, muss zuvor die Leistung eventueller konventioneller Kraftwerke eingesenkt werden.

V.d - Bilaterale Vereinbarungen mit EEG-Anlagenbetreibern

Zusätzlich können Netzbetreiber mit Anlagenbetreibern bzw. Direktvermarktern gemäß § 11 Absatz 3 EEG 2014 bilaterale Verträge zur besseren Integration der Anlagen in das Netz abschließen. Ein Abschluss eines solchen Vertrags bedarf der Zustimmung beider Seiten. Im Rahmen dieser Vereinbarungen können vertragliche **Regelungen zur Abschaltung oder Senkung der Einspeiseleistung** von EEG-Anlagen getroffen werden. Dabei kann ausnahmsweise auch vom Abnahmevorrang der erneuerbaren Energien abgewichen werden. Es muss allerdings sichergestellt werden,

¹⁶ BNetzA, Monitoringbericht 2014, S. 73.

dass jederzeit die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien vom Netzbetreiber abgenommen wird. Die Kosten hierfür können in einem wirtschaftlich angemessenen Umfang vom Netzbetreiber nach § 18 EEG 2014 bei der Ermittlung der Netzentgelte berücksichtigt werden.

V.e - Verordnungsermächtigung zur Abregelung bei negativen Preisen

Im EEG 2014 wurde unter § 91 Nummer 2 Buchstabe b) zusätzlich eine neue Verordnungsermächtigung zur Abschaltung von EEG-Anlagen aufgenommen. Die Bundesregierung kann entsprechend dieser Verordnungsermächtigung eine Verordnung erlassen, bei der die Übertragungsnetzbetreiber berechtigt werden können, Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2015 in Betrieb genommen werden, bei andauernden negativen Preisen abzuregeln. Bei einer Abschaltung von Anlagen im Zuge dieser Verordnungsermächtigung würde keine Entschädigungszahlung fällig werden¹⁷. Diese Regelung zielt hauptsächlich auf Anlagen in der Ausfallvermarktung ab, für welche kein Anreiz aus den Börsenpreisen zum Herunterfahren der Anlage resultiert. Für die Anlagenbetreiber, deren Anlage in der Direktvermarktung ist und die nach dem 31.12.2015 in Betrieb genommen wird, sollte auf Grund der Verringerung des Förderanspruches auf null bei negativen Preisen (gemäß § 24 EEG 2014) ausreichend Anreiz bestehen, die Einspeiseleistung der Anlage herunterzufahren (siehe Kapitel **IV.b - Vergütung**). In der Ausfallvermarktung würde zwar der Anlagenbetreiber ebenfalls keine Förderung bekommen, müsste aber auch keine Kosten durch negative Börsenerlöse tragen. Da für Windenergie- und Photovoltaikanlagen keine Brennstoffkosten anfallen, besteht somit kein Anreiz für den Anlagenbetreiber die Einspeiseleistung seiner Anlage aktiv zu reduzieren.

VI. - Fazit und Ausblick

Während in den Anfangsjahren des EEG der Fokus hauptsächlich auf dem zügigen Ausbau der erneuerbaren Energien lag, so rückte in den vergangenen Jahren ein weiterer Aspekt immer mehr in den Fokus: die **Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien**. Durch den stark gestiegenen Anteil erneuerbarer Energien an der Gesamtstromerzeugung wurde es zunehmend wichtig, auch den Betreibern von Anlagen dieser Energieträgern Anreize zur bedarfsorientierten Erzeugung zu geben. Mit dieser Zielsetzung wurde 2012 das Marktprämienmodell – vorerst als optionale Vermarktungsmöglichkeit – eingeführt. Im Zuge der EEG Novelle 2014 wurde das Marktprämienmodell dann für alle Neuanlagen, bei denen es sich nicht um Kleinanlagen handelt, verpflichtend. Seit 2012 hat der Anteil der Anlagen, die über das Marktprämienmodell vermarktet werden, kontinuierlich zugenommen. So wählen derzeit beispielsweise die Betreiber von ca. 90% der installierten Wind-Leistung eine Vermarktung über das Marktprämienmodell.

Trotz der hohen Attraktivität des Marktprämienmodells werden in der Branche schon seit einiger Zeit verschiedene Weiterentwicklungsmöglichkeiten intensiv diskutiert. Eine erste Änderung wird derzeit pilotweise für PV-Freiflächenanlagen getestet: anstatt administrativ durch den Gesetzgeber vorgegebene Vergütungssätze zu verwenden, sollen diese über eine **Ausschreibung** vom Markt selbst bestimmt werden. Bis 2017 sollen auch die Vergütungshöhen der anderen Energieträger über Ausschreibungen ermittelt werden.

Bezüglich der **Weiterentwicklung des Marktprämienmodells** werden vor allem zwei Ausgestaltungsmöglichkeiten intensiv und teilweise kontrovers diskutiert.¹⁸

- Gleitende vs. fixe Marktprämie
- Feste Förderdauer vs. feste Fördermenge vs. Kapazitätsprämie

¹⁷ Gesetzesbegründung zum EEG 2014, BT-Drs. 18/1891, S. 217.

¹⁸ BDEW, Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG, S. 27-35.