



Stellungnahme
anlässlich der Öffentlichen Anhörung des Ausschuss für Wirtschaft und Energie des
Deutschen Bundestages zur Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes am 2 Juni 2014

Für den erfolgreichen weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien ist es von großer Bedeutung, einerseits die Markt- und Systemintegration der EE konsequent voranzutreiben und andererseits die Strom- und Regelenergiemärkte so weiterzuentwickeln, dass sie zunehmend mit den Besonderheiten der Erneuerbaren Energien kompatibel sind. Der Entwurf für das EEG 2014 enthält jedoch einige Punkte, die einer tatsächlichen Marktintegration der Erneuerbaren Energien nicht dienlich sind bzw. dieser sogar entgegenstehen.

Zusammenfassung der wichtigsten Punkte

Schaffung der Möglichkeit, Stromkunden mit Strom aus EEG-Anlagen zu versorgen

Neben der Marktprämie sollte die Möglichkeit geschaffen werden, Strom aus EEG-Anlagen als Strom aus Erneuerbaren Energien und unabhängig vom Spotmarktpreis zu verkaufen, um Stromkunden mit Strom aus EEG-Anlagen versorgen zu können. Mehrere Marktakteure haben hierfür ein Modell vorgelegt. Die Einführung eines solchen Modells sollte durch die Aufnahme einer entsprechenden Verordnungsermächtigung in das EEG 2014 ermöglicht werden.

Flexibilisierung von Biomasseanlagen

Durch die Möglichkeit, wahlweise die Flexibilitätsprämie nach § 52 oder die sogenannte Flexibilitätsprämie II in Anspruch zu nehmen, sollten neben Biogasanlagen auch Holzheizkraftwerke und andere Bioenergieanlagen zur Flexibilisierung angereizt werden.

Erhaltung der anteiligen Direktvermarktung

Die anteilige Direktvermarktung ist für die Vermarktung von Strom aus EEG-Anlagen ohne Förderung, beispielsweise im Rahmen von regionalen Stromprodukten, von großer Bedeutung. Sie senkt die Belastung des EEG-Kontos und fördert die Marktintegration von EEG-Strom. Sie sollte daher erhalten bleiben.

Fernsteuerbarkeit: Verzicht auf die Pflicht zur Nutzung von Smart Metern und Frist für die Realisierung

Auf die Pflicht, die Fernsteuerung über Smart Meter zu realisieren, sollte verzichtet werden, da dies dazu führen wird, dass Anlagen, die Regelenergie anbieten, mit einer doppelten Fernsteuerung ausgestattet werden müssen, sobald Smart Meter am Markt verfügbar sind. Außerdem sollte für die Realisierung der Fernsteuerungsanbindung nach der Inbetriebnahme oder dem Vermarkterwechsel eine Frist von drei Monaten eingeführt werden, um Vermarkterwechsel ohne das Risiko eines Verlusts der Marktprämie durchführen zu können.

Kontakt: Daniel Hölder
Clean Energy Sourcing AG
Katharinenstr. 6, 04109 Leipzig
T. +49 (341) 30 86 06 15
E. daniel.hoelder@clens.eu



Detaillierte Stellungnahme

1. Schaffung der Möglichkeit, Stromkunden mit Strom aus EEG-Anlagen zu versorgen

Die Stromkunden finanzieren den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Sie verstehen deshalb nicht, weshalb sie keinen EE-Strom aus Deutschland kaufen können und fast alle Ökostromprodukte auf ausländischem EE-Strom oder auf Zertifikaten aus dem Ausland beruhen. Dabei geht es nicht nur um ökologisch orientierte Haushaltskunden. Auch zahlreiche Gewerbetreibende und große Industrieunternehmen fragen EE-Strom nach. Ihnen sind dabei in erster Linie die Glaubwürdigkeit und die Nachvollziehbarkeit und oft auch der regionale Bezug wichtig.

Das Marktprämienmodell stellt ein einfach umzusetzendes und risikoarmes Modell für die Direktvermarktung von EEG-Strom dar. Marktprämienstrom kann jedoch nicht als Strom aus Erneuerbaren Energien verkauft werden, weil für ihn richtigerweise keine Herkunftsnachweise ausgestellt werden dürfen. Außerdem ist er für Stromvertriebe ungeeignet, weil sich sein Wert erst im Nachhinein anhand der EPEX-Spotmarktpreise bestimmen lässt, während Stromvertriebe ihren Strom auf Termin, also zu festen Preisen für ein bis drei Jahre im Voraus einkaufen, um damit dem Bedürfnis der Kunden nach kalkulierbaren Preisen zu entsprechen. Die Einführung eines Grünstromvermarktungsmodells verfolgt daher das Ziel, den Strom aus EEG-Anlagen in den Endkundenmarkt zu integrieren, indem er als „Strom aus Erneuerbaren Energien“ und unabhängig vom Spotmarktpreis vermarktet werden kann.

Dazu haben mehrere Grünstromversorger ein für das EEG-Umlagekonto kostenneutrales Modell erarbeitet, das es erlaubt, den Strom aus EEG-Anlagen außerhalb des EEG-Umlagesystems zu vermarkten, indem Stromvertriebe,

- die Strom von EEG-Anlagen ohne weitere Förderung kaufen und dies
- im gleichen Umfang (2014: 40 % EEG-Strom insgesamt und 29 % aus Wind und Sonne, jeweils bezogen auf den nicht privilegierten Letztverbrauch) und
- zu den gleichen Durchschnittskosten (2014: 16,98 ct/kWh) tun,
- wie EEG-Strom insgesamt in Deutschland gefördert wird,

für diesen Strom Herkunftsnachweise erhalten und für den Stromabsatz an nicht privilegierte Kunden keine EEG-Umlage zu zahlen brauchen. Diese Stromvertriebe leisten damit ihren Beitrag zum EEG-Umlagesystem, indem sie dem Umlagesystem den EEG-Strom anteilig und zu seinen Durchschnittskosten „abnehmen“ und in die Kundenbelieferung integrieren, statt ihn durch die Übertragungsnetzbetreiber oder die Direktvermarkter am Spotmarkt verkaufen zu lassen und über die EEG-Umlage die Differenz zwischen EEG-Vergütung und Spotmarkterlös zu finanzieren. Die Kostenneutralität gegenüber dem EEG-Konto wird dadurch erreicht, dass der zur Erfüllung der Mindestanteile anrechnete Strom einen durchschnittlichen Vergütungsanspruch aufweisen muss, der mindestens so hoch ist, wie die durchschnittlichen Kosten des insgesamt über das EEG-System geförderten Stroms, das sind in 2014 16,98 ct/kWh. Um die Abwicklung des Modells zu vereinfachen, erfolgt die Sicherstellung dieser Bedingung dadurch, dass die Differenz zwischen dem mittleren Vergütungsanspruch des angerechneten Stroms und dem mittleren Vergütungsanspruch des EEG-Stroms insgesamt zwischen dem Stromvertrieb und dem EEG-Konto zu verrechnen ist. Liegt der mittlere Vergütungsanspruch des angerechneten Stroms niedriger als die mittleren Kosten des EEG-Stroms, so hat der Stromvertrieb dem EEG-Konto die Preisdifferenz multipliziert mit der Strommenge zu erstatten. Im umgekehrten Fall hat der Stromvertrieb einen Erstattungsanspruch.

Zusätzlich hat der Stromvertrieb für Strommengen, die zur Erfüllung der Mindestanteile angerechnet werden und die auf Viertelstundenbasis den Lastgang der versorgten, nicht privilegierten Stromkunden überschreiten, eine Integrationsabgabe in Höhe von 2 ct/kWh an das EEG-Konto zu zahlen. Die Integrationsabgabe bewirkt, dass der Stromvertrieb ein hohes Interesse daran hat, die Aufnahme von Strom aus EE-Anlagen und den Strombedarf der Stromkunden auszugleichen und im Wettbewerb nach möglichst kostengünstigen Möglichkeiten für diesen Ausgleich zu suchen. Dazu gehören neben der Nutzung der Strommärkte (Termin und Spot, Börse und OTC) auch physische Maßnahmen wie das Lastmanagement, der



bedarfsgerechte Betrieb von erneuerbaren und konventionellen Erzeugungsanlagen und der Einsatz von Stromspeichern. Die Integrationsabgabe wirkt darüber hinaus, dass das Modell sogar leicht entlastend für das EEG-Konto ist.

Auch wenn auf die Mindestanteile des Modells kein Strom aus dem Ausland angerechnet werden darf, ist es nicht europarechtswidrig. Das zeigt der Vergleich mit den skandinavischen Quotensystemen, in denen auch nur Grünstromzertifikate für im Inland erzeugten Strom auf die Quoten angerechnet werden dürfen. Diese Quotenmodelle werden von der Kommission als europarechtskonform angesehen.

Im Ergebnis werden die Integration des direkt vermarkteten Stroms und der Ausgleich der unsteten Erzeugung aus Windenergie- und PV-Anlagen zum Bestandteil des Wettbewerbs um Stromkunden. Es entsteht für die Vertriebe ein hoher Anreiz, nach den kostengünstigsten Möglichkeiten für diesen Ausgleich zu suchen und dazu neben dem Großhandel in seiner gesamten Breite einschließlich der Strombörsen und der Steuerung regenerativer und konventioneller Erzeugungsanlagen auch das Lastmanagement durch den exklusiven Zugang zu den Stromkunden zu nutzen. Die Kunden bekommen die Möglichkeit, mit ihrer Kaufentscheidung Einfluss auf die Integration von EE-Strom zu nehmen.

Um nach Abschluss der fachlichen Diskussion der verschiedenen Modelle für die Vermarktung von EEG-Strom an Stromkunden ein entsprechendes Modell einführen zu können, sollte in das EEG 2014 eine Verordnungsermächtigung zur Einführung eines Grünstromvermarktungsmodells aufgenommen werden.

2. Flexibilisierung von Biomasseanlagen

Die Bioenergiebranche hat die Herausforderungen der Energiewende erkannt und sich in hohem Maße der Flexibilisierung des Anlagenbestands zugewendet. Zu dieser Flexibilisierung gehört einerseits der strompreisgeführte Betrieb der Anlagen. Sehr viel größere Bedeutung hat derzeit aber die Bereitstellung von Regelenergie durch Bioenergieanlagen. Diese tragen dadurch ganz erheblich zur Systemstabilität bei und ersetzen fossile und atomare Must-run-Kraftwerke. Regelenergie kann von Biogas- und Biomasseanlagen in gleichem Maße erbracht werden.

Daher sollten auch Biomasseanlagen, die feste Biomasse oder Pflanzenöl nutzen, zur Flexibilisierung angereizt werden, indem diese wahlweise die Flexibilitätsprämie nach § 52 oder die sogenannte Flexibilitätsprämie II nutzen können. Die Option Flexibilitätsprämie II ist für Holzheizkraftwerke besonders wichtig, weil diese aus technischen Gründen meist nur durch die Verringerung der Stromproduktion und nicht durch den Zubau von zusätzlicher Generatorleistung flexibilisiert werden können.

3. Erhaltung der anteiligen Direktvermarktung

Es ist vorgesehen, die Möglichkeit der anteiligen Direktvermarktung in verschiedenen Vermarktungsformen zu streichen. In der Begründung heißt es dazu, dass die anteilige Vermarktung in der Praxis kaum genutzt werde. Daraus wird gefolgert, dass kein Bedürfnis bestehe, sie fortzuführen. Dem ist zu widersprechen. Gerade in jüngster Zeit entwickeln mehr und mehr Betreiber von EEG-Anlagen zusammen mit Direktvermarktern Angebote zur Versorgung von Stromkunden mit einem erheblichen Anteil von im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung vermarktetem Strom aus EEG-Anlagen. Dabei starten die Anbieter dieser Stromprodukte regelmäßig mit einem kleinen Kundenkreis und sind darauf angewiesen, die vermarkteten Strommengen angepasst an das Kundenwachstum langsam steigern zu können. Dafür ist die anteilige Direktvermarktung von großer Bedeutung. Ohne diese müsste immer der gesamte Strom einer Erzeugungsanlage oder gar eines ganzen Parks ohne Förderung vermarktet werden. Dies würde solche Stromprodukte unnötig verteuern bzw. unwirtschaftlich machen. Die Streichung der anteiligen Direktvermarktung stellt damit eine erhebliche Markteintrittsbarriere für neue Anbieter im Strommarkt dar, die durch die Integration von ungefördertem Strom aus Erneuerbaren Energien in die Stromversor-



gung einen besonders hohen Beitrag zur Marktintegration der Erneuerbaren leisten. Zudem entlastet die Vermarktung von Strom ohne Förderung im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung das EEG-Konto. Administrativ stellt die anteilige Direktvermarktung kein Problem dar, da die (Melde-) Verfahren etabliert und erprobt sind.

Die Streichung der anteiligen Direktvermarktung ist weder im Sinne der politisch gewollten Marktintegration von Erneuerbaren Energien noch der Senkung der Kosten, die durch die Förderung von EE-Strom entstehen.

4. Fernsteuerbarkeit: Verzicht auf die Pflicht zur Nutzung von Smart Metern und De-Minimis-Regelung

In § 33 Nr. 2 wird die Fernsteuerbarkeit der Anlage als Voraussetzung für die Marktprämie vorgeschrieben. Das bedeutet, dass nach § 34 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe b der Direktvermarkter die Befugnis haben muss, jederzeit die Einspeiseleistung ferngesteuert zu reduzieren. In § 34 Absatz 2 wird festgelegt, dass die Fernsteuerung über sogenannte Smart Meter zu erfolgen hat, sobald diese auf dem Markt verfügbar sind.

Die Smart Meter-Pflicht ist aus mehreren Gründen nicht sinnvoll. Zum einen wurden und werden die Anlagen mit teilweise erheblichem Aufwand mit Fernwirktechnik ausgerüstet, die nach der Einführung von Smart Metern wieder komplett ausgetauscht werden müsste, ohne dass dadurch ein Mehrwert geschaffen würde. Die dafür anfallenden Kosten würden für Bestandsanlagen einen Anreiz bedeuten, zurück in die Einspeisevergütung zu wechseln. Bei Anlagen, die Regelenergie bereitstellen, würde die Vorschrift zu einer zweifachen Ausstattung mit Fernwirktechnik führen, da eine Fernsteuerung über einen Smart Meter nicht den Anforderungen an die Fernsteuerung zur Erbringung von Regelleistung genügt. Dieses Problem betrifft derzeit insbesondere Bioenergieanlagen. Da auch die Zulassung von Windenergie- und PV-Anlagen zur Regelleistungserbringung absehbar ist, müssten auch diese künftig mit einer zweifachen Fernsteuerung ausgerüstet werden.

Diese Fernsteuerungspflicht selbst wird bei Anlagen, die im Betrieb technischen Restriktionen unterliegen, beispielsweise bei Wasserkraftanlagen, die nur in Abhängigkeit des Gewässerpegels geregelt werden dürfen, zu Problemen führen. Die Anforderung, die Einspeiseleistung jederzeit ferngesteuert reduzieren zu können, sollte daher nur im Rahmen der betrieblichen Möglichkeiten gelten.

Die Nachrüstung von kleinen Bestandsanlagen, die heute bereits direkt vermarktet werden, wird wirtschaftlich nicht rentabel sein, so dass diese zurück in die Einspeisevergütung wechseln werden. Daher sollten De-Minimis-Grenzen eingeführt werden, damit kleine Bestandsanlagen auch dann die Marktprämie in Anspruch nehmen können, wenn sie nicht fernsteuerbar sind.

5. Wechsel von Direktvermarktungsunternehmer und Bilanzkreis

Im Rahmen der verpflichtenden Direktvermarktung ist es von großer Bedeutung, dass Anlagenbetreiber problemlos ohne langen Vorlauf ihren Vermarkter wechseln können. Nur dann haben sie die Sicherheit, ihren Strom jederzeit vermarkten und damit einen Erlös in voller Höhe erzielen zu können. Andernfalls besteht die Gefahr, dass die Banken von den Betreibern langlaufende Vermarktungsverträge mit Unternehmen, die über ausgezeichnete Ratings verfügen, verlangen. Dies würde bedeuten, dass mittelständische Vermarkter aus dem Markt gedrängt würden.

In den Wechselprozessen sollten daher die Fristen, die für die den Bilanzkreiswechsel für Einspeiser (EEG-Anlagen) gelten, an die Fristen, die für Entnahmestellen (Stromkunden) gelten (10 Tage Vorlauf), angeglichen werden. Dies ist unabhängig davon, dass die Vermarktungsform nur mit einem Monat Vorlauf zum Monatsersten gewechselt werden kann, da ein Vermarkterwechsel innerhalb derselben Vermarktungsform vollzogen werden kann und dabei kein zeitlicher Vorlauf für die Berücksichtigung der Anlage in den Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber notwendig ist.



Weiterhin ist es notwendig, im Falle eines Vermarkterwechsels die Anlage auf die Fernleitwarte des neuen Vermarkters aufzuschalten. Dazu werden regelmäßig technische Umrüstungen notwendig sein, die exakt im Moment des Vermarkterwechsels vollzogen werden müssten. Das wird absehbar zu erheblichen technischen und organisatorischen Problemen führen, die einen Wechsel des Vermarkters zu einem Risiko werden lassen, für eine gewisse Zeit den Anspruch auf die Marktprämie zu verlieren. Ein solches Risiko würde den Wettbewerb im Bereich der Direktvermarktung erheblich einschränken und wäre daher für die Marktintegration der EE kontraproduktiv. Es sollte daher eine Frist von drei Monaten eingeführt werden, innerhalb derer nach der Inbetriebnahme der Anlage oder nach einem Wechsel des Vermarkters die Fernsteuerbarkeit herzustellen ist.

6. Vermarktung einzelner Anlagen aus Anlagenparks

In § 24 Absatz 2 Nr. 3 wurde die Regelung aus § 33c Absatz 1 EEG 2012, dass der gesamte Strom, der über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet wird, entweder direkt vermarktet werden oder für den gesamten Strom die Einspeisevergütung in Anspruch genommen werden muss, übernommen. Diese Regelung führt derzeit zu Problemen, weil die Netzbetreiber die Vorschrift so ausgelegt, dass alle Anlagen, die über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet werden, in derselben Direktvermarktungsform vermarktet werden müssen, soweit nicht eine anteilige Direktvermarktung nach § 33f EEG 2012 erfolgt. Damit ist es derzeit nicht möglich, einzelne Anlagen mit ihren unterschiedlichen Vergütungssätzen in verschiedenen Vermarktungsformen zu vermarkten. Künftig wird durch diese Auslegung verhindert, dass einzelne Anlagen im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung vermarktet werden und damit das EEG-Konto nicht mehr belasten. Hier sollte daher eine Klarstellung erfolgen.

Einzelnen Windenergieanlagen eines Windparks, der über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet wird, werden häufig von verschiedenen Betreibern betrieben und von verschiedenen Direktvermarktern vermarktet. Im Falle des Ausfalls eines Direktvermarkters könnte der betroffene Betreiber aufgrund der Vorschrift, dass der gesamte über die gemeinsame Messeinrichtung abgerechnete Strom direkt vermarktet werden muss, nicht die sogenannte Ausfallvergütung (§ 36 Einspeisevergütung in besonderen Fällen) in Anspruch nehmen.

In der Regelung sollte daher nicht auf die physische Messeinrichtung, sondern auf den Zählpunkt, der im Rahmen der Marktprozesse abrechnungsrelevant ist, abgestellt werden. Dabei sollte klargestellt werden, dass der Begriff Zählpunkt sowohl physische wie auch virtuelle Zählpunkte umfasst.

7. Meldung eines Bilanzkreises für die Ausgleichsenergie

In § 21 Absatz 2 Satz 2 wird festgelegt, dass bei einem Wechsel in die Direktvermarktung auch ein Bilanz- oder Unterbilanzkreis benannt werden soll, in den Ausgleichsenergiemengen einzustellen sind. Der Begriff Ausgleichsenergie bezeichnet hier offensichtlich nicht die Ausgleichsenergie im Sinne der „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom“ (MaBiS), die eine rein rechnerische Größe ist und im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung finanziell abgerechnet und nicht etwa in Form eines Fahrplans in einen Bilanzkreis eingestellt wird, sondern Energiemengen, die der Netzbetreiber aus anderen Gründen zum Ausgleich des Bilanzkreises in diesen einstellt. Beispielsweise gibt es bei der Bundesnetzagentur Überlegungen, dass Netzbetreiber Bilanzkreise im Falle von Einspeisemanagementmaßnahmen künftig ausgleichen müssen. Um Probleme bei der Auslegung und Anwendung dieser Vorschrift zu vermeiden, sollte daher eine begriffliche Abgrenzung zur Ausgleichsenergie nach MaBiS erfolgen.