

Maßnahmenpaket zur System - und Marktintegration Erneuerbarer Energien

Stetigkeitsanreiz einführen und
Direktvermarktung beschleunigen

Stand: März 2011



1. Das Wichtigste in Kürze

Stetigkeitsanreiz / Kombikraftwerksmodell

- Der BEE schlägt die schnellstmögliche Einführung des von der Regierungskoalition angekündigten Stetigkeitsanreiz vor. Ein solches Kombikraftwerksmodell dient der Beschleunigung von Technologieentwicklung und nachfragegerechter Einspeisung.
- Das Modell vergütet Regenerative Kombikraftwerke, die eine zeitliche Verlagerung und damit Verstetigung der Einspeisung aus EEG-Anlagen ermöglichen.
- Es bietet einen ausreichend differenzierten Anreiz für eine breite Technologieentwicklung.
- Es umfasst alle Arten neu errichteter Speicher (Biogas, mit EE-Strom erzeugter Wasserstoff, Wärmespeicher an Wärmesenken von KWK-Anlagen, stationäre Batteriespeicher, Elektromobilität)
- Der Anreiz wirkt sowohl im System der Mindestvergütung, als auch bei Nutzung der Optionen des Direktvermarktungspakets
- Das Modell enthält einen zusätzlichen Anreiz für die Optimierung neuer nicht oder nur eingeschränkt regelbarer EE-Anlagen (Solar, Wind, Wasser) auf hohe Volllaststundenzahlen.

Direktvermarktungspaket

Element I – Umlagebefreiung von EE-Stromprodukten

- Echte Ökostromprodukte bleiben gemäß § 37 von der EEG-Umlage befreit. Sie liefern einen höheren Anteil als den durchschnittlichen EEG-Anteil am deutschen Strommix und damit einen höheren ökologischen Nutzen.
- Dieses bestehende Instrument ist ein marktwirtschaftlicher Hebel für eine beschleunigte Marktintegration. Es kann mit ausreichendem zeitlichem Vorlauf angepasst werden und damit auf veränderte Marktbedingungen reagieren.

Element II – Teilmengenvermarktung

- Betreiber, die 100 Prozent EE-Strom anbieten, dürfen auch Teilmengen ihrer installierten Leistung am Markt anbieten und den Rest im EEG belassen.
- Sie erbringen eine reale energiewirtschaftliche Leistung, da sie immer 100 Prozent EE liefern müssen, auch wenn der Wind einmal nicht weht und die Sonne nicht scheint. Sie sind Modell der künftigen Energiewirtschaft.

Element III – Stromsteuerbefreiung für regenerative Einspeiser

- Stromsteuer (Ökosteuern) auf Strom, der einen Vergütungsanspruch nach dem EEG hat, ist systemwidrig. Sie zementiert die Wettbewerbsverzerrung zu Gunsten fossiler Einspeiser und muss abgeschafft werden.
- Steuerdifferenzierung macht dieses Element aufkommensneutral.

Element IV – Technologieboni für Kraftwerkseigenschaften auch in der Direktvermarktung

- Das EEG honoriert schon heute bestimmte Kraftwerkseigenschaften (z.B. SDL-Bonus). Diese behalten ihren Mehrwert auch in der Direktvermarktung der Arbeit (kWh) einer Anlage. Moderne EE-Anlagen können so schneller an den Markt.

Element V – Teilnahme an Regenergieenergiemärkten erleichtern

- EEG-Anlagen, die Regelleistung (kW) anbieten, erbringen einen hohen energiewirtschaftlichen Nutzen. Der Zugang dieser Anlagen zum Regenergieenergiemarkt sollte möglichst unbürokratisch organisiert sein, eine Vergütung der Arbeit (kWh) über das EEG muss dabei möglich bleiben.

Element VI – Optionale Marktprämie

- Die optionale Anwendung einer gleitenden Marktprämie kann ein weiteres Element sein, um die Erneuerbaren Energien in den heutigen Markt zu integrieren. Die Aufgabe der Vermarktung des EE-Stroms geht dabei von den Übertragungsnetzbetreibern (im heutigen Ausgleichsmechanismus) auf andere Akteure über.
- Bei einer Einführung des Instruments ist auf die gegenüber dem heutigen Ausgleichsmechanismus kostenneutrale Ausgestaltung der Parameter zu achten, ebenso wie auf seinen nicht eigenständigen, sondern optionalen Charakter innerhalb des Förderrahmens des EEG.

2. Einleitung: Strom bedarfsgerecht einspeisen und kostengünstig produzieren

Die Energieversorgung in Deutschland durchläuft den Prozess einer tiefgreifenden Umgestaltung. Durch das erfolgreiche Mindestvergütungssystem des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ist der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung auf inzwischen mehr als 16 Prozent angewachsen. Für das Jahr 2020 ist ein Anteil von mindestens 30 Prozent gesetzlich im EEG verankert bzw. 38 % nach dem nationalen Aktionsplan Erneuerbare Energien das Ziel der Bundesregierung, nach der Prognose des BEE sind 47 Prozent möglich. Das prägende Element der Stromversorgung in Deutschland sind dann die Erneuerbaren Energien. Für ein weiteres Wachstum der Erneuerbaren Energien auch über 2020 hinaus sind technologische Herausforderungen zu bewältigen. Ein hoher Anteil von Wind- und Solarstrom ist auf die Erschließung von Speichertechnologien und steuerbaren Stromverbrauchern angewiesen, damit die Stromversorgung nicht nur klimafreundlich, sondern auch dauerhaft verlässlich bleibt. Das jetzige Ausbauinstrument, das EEG, hält für diese Technologieentwicklung noch keine hinreichenden Anreize bereit. Die derzeitige Regierungskoalition hat daher in ihrem Koalitionsvertrag angekündigt, einen „Stetigkeitsanreiz“ mit dieser Zielsetzung einzuführen.

Hierzu enthält das EEG im § 64 bereits eine Verordnungsermächtigung, mit der das verlässliche und bewährte Mindestvergütungssystem des EEG mit dem Ziel einer verbesserten Integration des Stroms aus Erneuerbaren Energien weiterentwickelt werden soll. Die Ermächtigung definiert dabei die Ziele einer bedarfsgerechten Einspeisung des Stroms (Verstetigung) und einer besseren Netzintegration sowie einer verbesserten Marktintegration. Der BEE hält es für erforderlich, für die beiden Ziele – Systemintegration und Marktintegration – zwei separate Ansätze zu entwickeln.

Netzengpässe und das geografische Auseinanderfallen von Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkten führen schon heute zum Abschalten von EEG-Anlagen nach § 11 des EEG sowie § 13 des Energiewirtschaftsgesetzes. Beides bedeutet den Verlust CO₂-freier Stromerzeugung, die zum Großteil zu Grenzkosten Null (Wind, Solar, Wasser) produziert worden wäre. Erste Priorität muss es daher sein, die Integration der Erneuerbaren Energien in das elektrische System zu optimieren. Diese Optimierung umfasst eine bessere Ausrichtung der Einspeisung auf die Nachfrage im jeweiligen Netzgebiet, die Kombination verschiedener regelbarer und nicht regelbarer Erneuerbarer Energien, die Investition in Speichertechnologien sowie die Steuerung des Stromverbrauchs (demand-side-management). Nur mit diesen Technologien ist das Ziel des Bundesumweltministeriums, eine nahezu vollständige Umstellung der Energieversorgung auf Erneuerbare Energien bis 2050, zu erreichen.

→ Der BEE schlägt daher die schnellstmögliche Einführung eines Stetigkeitsanreiz/Kombikraftwerksmodells zur Beschleunigung der Technologieentwicklung und der nachfragegerechten Einspeisung vor. (siehe Punkt 3.)

Das zweite Ziel, die Marktintegration Erneuerbarer Energien zu verbessern, bedeutet, dass die Erneuerbaren Energien nicht nur technisch, sondern auch wirtschaftlich ins Zentrum der Energieversorgung rücken. Immer mehr Betreiber wollen ihren Vergütungsanspruch nach dem EEG zeitweise oder dauerhaft nicht mehr wahrnehmen, sondern stattdessen den von ihnen produzierten Strom auf dem freien Markt veräußern. Dies reduziert perspektivisch die Differenzkosten des EEG und damit den Kostenbeitrag der Stromverbraucher zum Umbau der Energieversorgung. Die im EEG bereits angelegte Degression der Vergütungssätze ist der zentrale Ansatz, mit dem diese Marktintegration mittelfristig erreicht wird. Die Strombereitstellung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen wird aufgrund technischer Fortschritte und aufgrund der mit einer weiteren Marktdurchdringung verbundenen Skaleneffekte immer kostengünstiger. Gleichzeitig führt die Verknappung fossiler Rohstoffe zu weiter steigenden Preisen herkömmlicher Stromerzeugung. Der Mix aus den Erneuerbaren Energien wird nach Berechnungen des BEE noch vor 2020 günstiger sein, als der Mix aus konventionellen Erzeugungsarten.

Eine Reihe von Technologien aus dem Mix der Erneuerbaren Energien ist jedoch heute schon relativ nahe an dieser Wettbewerbsfähigkeit. Diese können schneller in den Markt integriert werden und so die Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien im Stromsektor weiter dämpfen. Gleichzeitig wäre die Heranführung der Marktakteure an die in der Energiewirtschaft üblichen Geschäftsmodelle ein struktureller Fortschritt gegenüber dem Verbleib im System der Mindestvergütung. Dieser Prozess könnte den Umbau der Energieversorgung auf Erneuerbare Energien beschleunigen.

→ Der BEE schlägt hierzu die Einführung eines Direktvermarktungspakets zur beschleunigten Marktintegration des EE-Stroms vor. (siehe Punkt 4.)

3. Stetigkeitsanreiz/Kombikraftwerksmodell: Instrument für eine verbesserte Systemintegration

Der BEE schlägt die schnellstmögliche Einführung des von der Regierungskoalition angekündigten Stetigkeitsanreiz vor. Er bekräftigt hierzu seine grundsätzliche Unterstützung des vom Fraunhofer IWES (früher ISET) erarbeiteten Kombikraftwerksmodells. Dieses Modell adressiert die vordringliche Herausforderung, die in einer verbesserten Systemintegration der Einspeisung Erneuerbarer Energien besteht. Es verfolgt das Ziel, die Einspeisung an die Erfordernisse im jeweiligen Netzgebiet anzupassen.

Zu dem Modell liegen bereits Stellungnahmen der Verbände vor (vgl. Stellungnahme des BEE aus dem April 2009). Das Modell kann nach Verbesserungen im Detail schnellstmöglich im Rahmen der im EEG enthaltenen Verordnungsermächtigung eingebracht werden und damit die Vorgabe des Koalitionsvertrages in diesem Bereich schnell umsetzen.

Die folgende Darstellung des Modells basiert auf dem Vorschlag des Kombikraftwerks-Bonus, wie im Abschlussbericht „Wissenschaftliche Begleitung bei der fachlichen Ausarbeitung eines Kombikraftwerksbonus gemäß der Verordnungsermächtigung § 64 EEG 2009“ dargestellt (<http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/45290/40870/>).

Anspruch

Anspruch auf den Kombikraftwerksbonus haben Regenerative Kombikraftwerke. Dabei handelt es sich um Stromerzeuger aus Erneuerbaren Energien nach EEG, die mit Anlagen zur zeitlichen Verlagerung der Einspeisung ergänzt werden. Solche Anlagen sind z. B. elektrische Speicher, Brennstoffspeicher, Wärmespeicher oder zeitvariable Lasten. Alle Komponenten eines Kombikraftwerks müssen innerhalb der gleichen Regelzone (bzw. innerhalb eines zu definierenden Teilgebiets der Regelzone) wie die EEG-Stromerzeuger an das Stromnetz angeschlossen sein. Die Bonuszahlung richtet sich unmittelbar an die Stromspeicher bzw. Verbraucher im Kombikraftwerk und an die EEG-Anlagen mit Brennstoff- bzw. Wärmespeicher. Dem Anspruch auf die Vergütung wird vorausgesetzt, dass die entsprechende Anlage nur mit Energie aus dem Regenerativen Kombikraftwerk betrieben wird.

Vergütungsmodell

Der Kombikraftwerksbonus setzt sich aus zwei voneinander unabhängigen Zahlungen zusammen. Eine Zahlung ist die Bedarfskomponente, eine zeitlich variable Einspeisevergütung, welche die EEG-Vergütung ergänzt. Eine weitere Zahlung ist die Technologiekomponente, ein fester Investitionszuschuss in Abhängigkeit von Art und Größe der eingesetzten Technik.

Bedarfskomponente

Die Bedarfskomponente setzt den Anreiz für die bedarfsorientierte Einspeisung der Kombikraftwerke im Einspeisevergütungssystem des EEG. Die Vergütung durch die Bedarfskomponente ist dabei abhängig vom täglichen Profil der residualen Last. Die residuale Last wird von den Übertragungsnetzbetreibern einheitlich für das gesamte Bundesgebiet am Vortag erstellt. Die residuale Last ergibt sich aus der Differenz der typisierten Lastprofile und der Erzeugungsprognose für die Wind- und Solarstrom-einspeisung. Die Übertragungsnetzbetreiber bestimmen aus dem Profil der residualen Last die acht Stunden mit der höchsten residualen Last (HRL) und die acht Stunden mit der niedrigsten residualen Last (NRL) und geben diese Stunden am Vortag bekannt. In den HRL-Stunden wird die Einspeisung ins Stromnetz zusätzlich mit 2 ct/kWh vergütet. In den NRL-Stunden wird die Stromentnahme durch Speicher und Verbraucher mit 2 ct/kWh vergütet. Bei falscher Betriebsweise wie die Stromentnahme in HRL-Stunden oder die Einspeisung in NRL-Stunden werden 2 ct/kWh abgezogen. Der Kombikraftwerksbetreiber ist verpflichtet, die geplante Einspeiseverlagerung am Vortag dem Übertragungsnetzbetreiber mitzuteilen.

Technologiekomponente

Die Technologiekomponente kann von Regenerativen Kombikraftwerken im Einspeisevergütungssystem des EEG und in der Direktvermarktung nach § 17 EEG bezogen werden. Die Technologiekomponente finanziert die restlichen Investitionskosten, die durch die Einnahmen der Bedarfskomponente bzw. am Energiemarkt nicht gedeckt werden können. Der Vergütungssatz der Technologiekomponente ist für verschiedene Anlagentechniken in Kategorien vorgegeben. Die Höhe der Auszahlung ist abhängig von der elektrischen Leistung der zusätzlichen Anlagen im Regenerativen Kombikraftwerk.

Bei der Überarbeitung des Modells sind aus Sicht des BEE folgende Kernpunkte zu berücksichtigen:

- ausreichend differenzierter Anreiz für eine breite Technologieentwicklung, hierzu Anhörung der Branche zu den Technologiekosten als Basis für eine sachgerechte Festlegung der Höhe der Technologiekomponente
- Ausrichtung auf alle Arten von neu errichteten Speichern, die eine zeitliche Verlagerung der Stromspeisung aus Erneuerbaren Energien erlauben (Biogas, mit EE-Strom erzeugter Wasserstoff, Wärmespeicher an Wärmesenken von KWK-Anlagen, stationäre Batteriespeicher, mobile Batteriespeicher in der Elektromobilität)
- Wirksamkeit des Anreizes sowohl im System der Mindestvergütung, als auch bei Nutzung der Optionen des Direktvermarktungspakets
- Zusätzlicher Anreiz für die Optimierung neuer fluktuierend einspeisender EE-Anlagen (Solar, Wind) auf hohe Volllaststundenzahlen.

4. Direktvermarktungspaket: Maßnahmenbündel zur Beschleunigung der Direktvermarktung

Das vorgeschlagene Direktvermarktungspaket enthält marktwirtschaftliche Maßnahmen, mit denen das EEG optimiert, der Markteintritt neuer Akteure in gängige energiewirtschaftliche Vermarktungsmodelle beschleunigt und die volkswirtschaftlichen Kosten des Ausbaus Erneuerbarer Energien weiter reduziert werden. Dieses Maßnahmenbündel optimiert bestehende Instrumente, ermöglicht die Fortführung des EEG und beseitigt derzeit noch bestehende Markthemmnisse, die einer Direktvermarktung des Stroms aus Erneuerbaren Energien entgegenstehen.

Element I – Umlagebefreiung von EE-Stromprodukten

Mit dem EEG 2009 wurde erstmals die Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien geregelt. Anders als zuvor ist nun ein Ausstieg aus dem Mindestvergütungssystem auf monatlicher Basis möglich (§ 17). Gleichzeitig existiert § 37 weiter, der schon zuvor zur Markteinführung von Ökostromangeboten gestaltet wurde. Die Kombination beider bereits im EEG enthaltenen Regelungen, auch unter den Regeln des neuen Ausgleichsmechanismus, ermöglicht die Direktvermarktung relevanter Strommengen aus Erneuerbaren Energien. Das Modell reduziert die Gesamtkosten des EEG, wie eine aktuelle, vom BEE in Auftrag gegebene Studie¹ belegt.

Bereits jetzt sind Stromvertriebe von der Zahlung der EEG-Umlage befreit, wenn sie über das gesamte Jahr gerechnet mindestens 50 Prozent der insgesamt von ihnen an Letztverbraucher gelieferten Strommenge aus Erneuerbaren Energien gemäß EEG beziehen. Hierzu muss der Stromversorger eine direkte Vertrags- und Lieferbeziehung mit dem Betreiber der EE-Anlage eingehen. Lieferung und Abnahme werden in einem eigenen Bilanzkreis bewirtschaftet. Der Bezug des EE-Stroms über die Strombörse allein reicht nicht aus, da der dort gehandelte Strom keine Ökostromeigenschaft aufweist. Der Stromvertrieb muss demnach den von ihm bezogenen EE-Strom real in sein Angebot und damit in den Markt integrieren. Die Befreiung von der Umlagezahlung muss auch künftig für solche Stromprodukte erhalten bleiben, die einen ökologischen Mehrwert bieten. Der BEE schlägt zur Weiterentwicklung des Instruments eine Erhöhung der Qualitätsanforderung an den vermarkteten Strom vor – neben den 50 Prozent Strom aus EEG-fähigen Anlagen müssten dann 50 Prozent aus Anlagen gemäß den EU-Richtlinien für Erneuerbare Energien und KWK stammen.

Darüber hinaus ist eine mittelfristige Anpassung für den Strom aus EEG-fähigen Anlagen erforderlich: Ab 2013 sollte das 50-Prozent-Kriterium schrittweise ansteigen.

Für solche Veränderungen ist ein entsprechender zeitlicher Vorlauf notwendig, um den Stromvertrieben ausreichend Zeit zur Anpassung ihrer Beschaffung zu geben.

Element II – Teilmengenvermarktung

Der § 17 EEG sieht neben einer kompletten Vermarktung des produzierten Stroms auch eine Teilmengenvermarktung vor. Diese hebt jedoch in der derzeitigen Fassung auf einen Prozentanteil des jeweils aktuell produzierten Stroms ab. Der BEE hatte hingegen bereits vor der EEG-Novelle 2008 eine echte Teilmengenvermarktung vorgeschlagen. Diese ermöglicht die Vermarktung bis zur Höhe der Abnahme des jeweiligen Kunden. Der Rest verbleibt im EEG und wird entsprechend vergütet.

Alternativ kann § 17 nun so angepasst werden, dass an Stelle der heute vorgesehenen festen Prozentwerte der jeweiligen Arbeit einer Anlage, die Vermarktung eines Prozentwertes der jeweils installierten Leistung der Anlage erlaubt wird. Der Gesetzgeber kann dabei den Prozentsatz definieren und ihn beispielsweise von Jahr zu Jahr weiter erhöhen.

Beispiel:

Der Betreiber eines Windparks mit einer installierten Leistung von 10 Megawatt (MW) bietet einem regionalen Stadtwerk die dauerhafte, nachfragegerechte Versorgung mit 100%-Regenerativstrom bis zu einer Abnahme von maximal 1 MW an (= 10 % der installierten Windleistung). Fällt die Windeinspeisung unter 1 MW, muss der Betreiber die „Lücken“ mit Regenerativstrom aus anderen Anlagen auffüllen. Die Einspeiseleistung, die über 1 MW hinaus geht, verbleibt im Mindestvergütungssystem des EEG.

¹ Energy Brainpool (2010). Studie und Modell über die Auswirkungen von Förderungs- und Marktmechanismen auf die EEG-Umlage.

Legt der Gesetzgeber einen höheren Mindestprozentsatz fest, der teilweise vermarktet werden muss, um diese Option zu nutzen, steigt die energiewirtschaftliche Anforderung an den Anlagenbetreiber. Er muss immer größere Anstrengungen unternehmen, um das von ihm zugesagte Einspeiseprofil zu liefern.

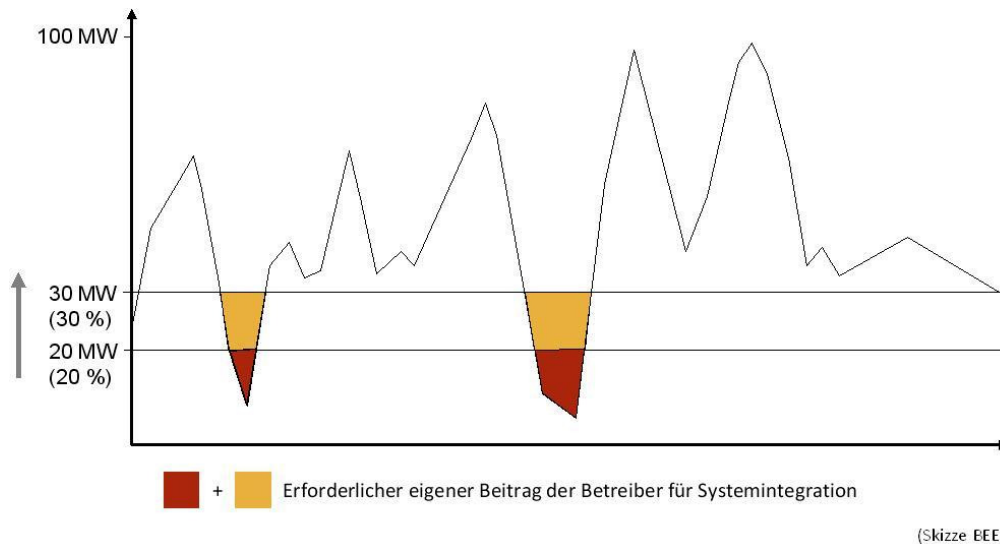


Abb. 1: Schrittweise Anhebung der Anforderungen an die Anlagenbetreiber

Der so vom Anlagenbetreiber gelieferte Strom stammt zu 100 Prozent aus Erneuerbaren Energien. Er kann vom aufnehmenden Versorger zur Vermarktung nach Element I (EE-Stromprodukt) genutzt werden.

Notwendige gesetzgeberische Maßnahmen:

- Anpassung von § 17

Element III – Stromsteuerbefreiung für Einspeiser mit EEG-Vergütungsanspruch

Die 1999 eingeführte Stromsteuer in Höhe von derzeit 2,05 ct/kWh wird beim Endkunden und unabhängig von der Art der Stromerzeugung erhoben. Dies widerspricht der Logik der damals beschlossenen ökologischen Steuerreform und hatte vor allem den Hintergrund, dass 1999 noch keine hinreichende Methodik zum Nachweis der Herkunft des Stroms eingeführt war. Die Erhebung der Ökosteuern auf EE-Strom mit Anspruch auf EEG-Vergütung ist eine Wettbewerbsverzerrung zu Ungunsten ökologisch wertvoller EE-Stromprodukte.

Heute wäre aufgrund inzwischen EU-einheitlich definierter Herkunftsnachweise eine Befreiung regenerativer Einspeiser von der Stromsteuer möglich. Diese Befreiung sollte auf den direkt vermarkteten Strom begrenzt bleiben, so dass ein zusätzlicher Anreiz zur Direktvermarktung in Höhe von 2,05 ct/kWh entstünde. EE-Stromprodukte, die für die Umlagebefreiung (Element I) qualifiziert sind, würden so für den Endkunden deutlich attraktiver.

Das Aufkommen der Stromsteuer auf Regenerativstrom lag 2007 bei rund 900 Mio. EUR. Diese Summe kam bisher nicht – wie ursprünglich geplant – vollständig über das Marktanzreizprogramm wieder den Erneuerbaren Energien zu Gute. Eine aufkommensneutrale Umstellung der Strombesteuerung zu Gunsten der EE-Einspeiser wäre ebenfalls denkbar, um einen Einnahmeausfall der öffentlichen Haushalte zu vermeiden.

Notwendige gesetzgeberische Maßnahmen:

- Anpassung des Energiesteuergesetzes

Element IV – Boni für Kraftwerkseigenschaften auch in der Direktvermarktung

Anlagen, die sich zu einem Regenerativen Kombikraftwerk zusammenschließen, werden nicht nur zu einer verbesserten Systemintegration beitragen, sondern tendenziell an einer echten Marktintegration teilnehmen und ihren Strom direkt vermarkten können. Hierzu muss sichergestellt sein, dass ein Kombikraftwerksmodell nicht den Fehlanreiz setzt, diese Anlagen möglichst lange im System der Mindestvergütung des EEG zu belassen, sondern stattdessen möglichst früh den Weg in die Direktvermarktung ebnet.

Daher sollte die Technologiekomponente, die das Kombikraftwerksmodell vorsieht, auch solchen Regenerativen Kombikraftwerken zustehen, die eine der vorgenannten Optionen für eine Direktvermarktung ihres Stroms nutzen. Die Technologiekomponente ist primär ein Instrument der Technologieförderung und wird nicht für die im EEG produzierte Arbeit (kWh) sondern die Kraftwerkseigenschaften der Anlage (kW) ausgezahlt.

Dieser Grundsatz sollte auch für weitere EEG-Boni gelten, die zwar die produzierte Strommenge vergütet, eigentlich jedoch für sonstige Dienstleistungen bzw. Kraftwerkseigenschaften gezahlt werden (SDL, KWK, Nawaro...). Eine solche Klarstellung bezüglich der Boni würde das Potenzial der Direktvermarktung weiter erhöhen.

Notwendige gesetzgeberische Maßnahmen:

- Klarstellung in der Kombikraftwerksverordnung, dass Technologieanreize, mit denen die Kraftwerkseigenschaften Regenerativer Kombikraftwerke honoriert werden, auch bei einer Direktvermarktung nach diesem Modell erhalten bleiben (analog für SDL-, KWK-Boni, etc.).

Element V – Teilnahme an Regelenenergiemärkten erleichtern

In der Diskussion um die Marktintegration des Stroms aus Erneuerbare-Energien-Kraftwerken ist bisher die Möglichkeit ihrer Teilnahme an den Regelenenergiemärkten nicht hinreichend thematisiert worden. Dies liegt auch daran, dass die in den Transmission Codes der Übertragungsnetzbetreiber definierten Präqualifikationskriterien die Teilnahme kleiner Einzelanlagen nahezu ausschließt. Der prinzipiell mögliche Zusammenschluss mehrerer Anlagen zu einem Pool oder eine Anpassung dieser Kriterien in Bezug auf die Mindestgröße der angebotenen Leistung kann jedoch eine Teilnahme von Regenerativkraftwerken ermöglichen. Das Preisniveau an den Regelenenergiemärkten lässt dies zu einer attraktiven Option für die Erneuerbaren Energien werden.

Derzeit könnte allerdings das Doppelvermarktungsverbot nach § 56 EEG das Angebot von negativer Regelleistung erschweren. So würde bis zum Abruf der negativen Regelleistung der produzierte Strom nach EEG vergütet und gleichzeitig die Leistungskomponente für die angebotene Regelleistung am Markt erzielt.

Mit einer Teilnahme der Erneuerbaren Energien am Regelenenergiemarkt können konventionelle Must-Run-Kapazitäten verdrängt werden.

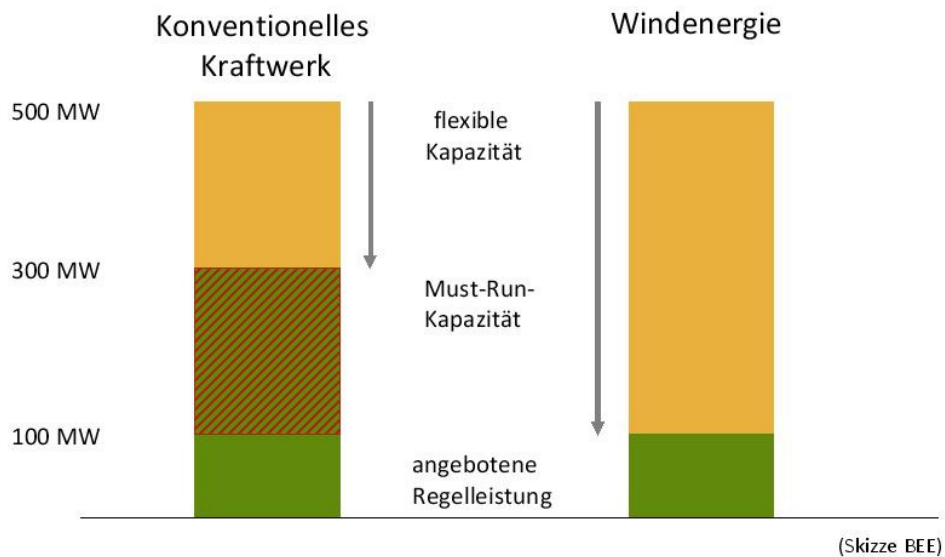


Abb. 2: Reduktion des fossilen Must-Run-Sockels durch den Einsatz von EE am Regelle Energiemarkt

Notwendige gesetzgeberische Maßnahmen:

- Klarstellung in § 56 EEG, nach der das Angebot von Regelleistung nicht unter das Doppelvermarktungsverbot fällt.
- Überprüfung der Losgrößen, Fristen und weiterer Bilanzkreisvorschriften für einen erleichterten Marktzugang von EEG-Stromanbietern

Element VI – Optionale Marktprämie

Die optionale Anwendung einer gleitenden Marktprämie kann ein weiteres Element sein, um die Erneuerbaren Energien in den heutigen Markt zu integrieren. Die Aufgabe der Vermarktung des EE-Stroms geht dabei von den Übertragungsnetzbetreibern (im heutigen Ausgleichsmechanismus) auf andere Akteure über. Diese bekommen zusätzlich zum Vermarktungserlös eine gleitende Prämie mit der die Differenz zur heutigen EEG-Vergütung ausgeglichen werden soll. Zusätzlich enthält die Prämie, so der Modellvorschlag des Fraunhofer ISI, Komponenten, die den Vermarktungsaufwand abdecken sollen.

Die Vermarkter können bestehende oder neue Stromhandelsunternehmen sein, die mit oder für Anlagenbetreiber die Vermarktung des EE-Stroms übernehmen. Grundidee ist, diesen Akteuren so Anreize für eine möglichst effiziente Vermarktung des EE-Stroms zu bieten.

Voraussetzung für die Einführung des Modells ist, dass es gegenüber dem heutigen Ausgleichsmechanismus zu keinen Mehrkosten führt, um die Akzeptanz des Gesamtsystems EEG nicht zu gefährden. Hierzu ist ein jährlicher Benchmark einzuführen, mit dem die Parameter des Modells an die effizientesten Vermarkter (derzeit ÜNB) angepasst werden. Hierzu muss das vorgeschlagene Modell des Fraunhofer ISI weiter überarbeitet werden. Weiterhin muss klar sein, dass die gleitende Marktprämie keinen eigenständigen Förderrahmen außerhalb des EEG begründet.

Werden diese Voraussetzungen erfüllt, kann das Modell interessante neue Geschäftsmodelle anreizen, die Akteuren der mittelständischen EE-Branche neue Optionen der Integration in die Energiewirtschaft bieten.