

**Stellungnahme des Fraunhofer Instituts für System-
und Innovationsforschung zum**

**Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts
der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur
Änderung damit zusammenhängender Vorschriften**

Dr. Mario Ragwitz, Dr. Frank Sensfuß

Karlsruhe, 30.04.2008



Fraunhofer Institut
System- und
Innovationsforschung

Kurzzusammenfassung

1 Einleitung

Erneuerbare Energien sind aufgrund vielfältiger Vorteile wie ihrer Umwelt- und Klimaverträglichkeit, regionaler und lokaler Wertschöpfung mit entsprechenden Arbeitsplätzen und ihrem Beitrag zur langfristigen Sicherung der Energieversorgung ein unerlässlicher Bestandteil eines nachhaltigen Energiesystems. Gleichzeitig können sie unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen trotz signifikanter Kostendegressionen in den letzten Jahren häufig noch nicht wirtschaftlich betrieben werden. Zum weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien bedarf es daher der finanziellen Unterstützung durch die direkte Förderung und der Schaffung günstigerer Rahmenbedingungen.

Im Rahmen der wissenschaftlichen Arbeiten am Fraunhofer ISI zur Ausgestaltung des Erneuerbare Energien Gesetzes wurden die Stärken und Schwächen der bestehenden Regelungen - insbesondere im Zusammenhang der Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien - und mögliche Weiterentwicklung analysiert. Auf Basis der wissenschaftlichen Untersuchungen konnten die folgenden Empfehlungen zur Fortentwicklung des EEG gegeben werden.

Optimierungspotenziale:

Die zentralen Optimierungspotenziale basieren auf folgenden derzeitigen Schwachstellen des EEG:

- Basierend auf schwankenden und kurzfristig angepassten EEG Monatsbändern entstehen wesentliche Beschaffungsrisiken auf Seiten der Versorger.
- Es gibt derzeit kaum Anreize für die EEG-Stromerzeuger Erfahrungen auf dem Strommarkt zu sammeln. Langfristig müssen EEG-Stromerzeuger (z.B. nach Ablauf der Förderung) auf den Strommärkten agieren können.
- Derzeit bestehen kaum Anreize für eine verbesserte Systemintegration erneuerbarer Energien.
- Die Bandherstellung und der Umgang mit Prognosefehlern (Profilservice) durch die Übertragungsnetzbetreiber sind derzeit nicht transparent, ein einheitliches transparentes Verfahren für den Profilservice scheint notwendig.

Zielsetzung:

Eine Fortentwicklung des EEG sollte obige Schwächen mindern, jedoch nicht die derzeit hohe Effektivität und ökonomische Effizienz des Systems gefährden.

2 Empfehlung:

Zum Abbau der identifizierten Schwächen des EEG werden folgende Entwicklungselemente empfohlen:

- I. Beibehaltung des bestehenden Systems der festen Einspeisevergütungen
- II. Aus Sicht der EEG-Erzeuger wird neben der existierenden festen Einspeisevergütung ein optionales Direktvermarktungsmodell mit gleitender Marktprämie etabliert, welches die Option gewährt, für einen Monat und bei hinreichender Vorankündigung (z.B. ein bis zwei Monate) in ein Marktprämienmodell zu wechseln.
- III. Neuregelung des Wälzungsmechanismus durch Abschaffung der physikalischen Bandwälzung¹

II. Kurzbeschreibung Modell Direktvermarktungsmodell mit Marktprämie:

Die Erlöse der Erzeuger, welche in dieses Modell wechseln, setzen sich aus dem konventionellen Strompreis, einer Marktprämie für die Teilnahme am Strommarkt und einer Prämie für die Übernahme des Profilservice zusammen. Dabei wird die Marktprämie gleitend an den Monatsmittelwert des Strompreises angepasst, um die Gefahr überhöhter oder unzureichender Förderniveaus bei schwankenden Strompreisen auszuschließen und gleichzeitig die Risiken für Erzeuger erneuerbarer Energien zu minimieren. Basierend auf dem optional gleitenden Marktprämienmodell können alle wesentlichen Vorteile des EEG - z.B. Investitionssicherheit, Effektivität, Akteursstruktur - beibehalten werden, da die Möglichkeit der festen Einspeisevergütung weiterhin besteht und auch die gleitende Marktprämie die zusätzlichen Risiken und Chancen für EEG Erzeuger begrenzt. Gleichzeitig wird die Möglichkeit für EEG-Erzeuger geschaffen Erfahrungen auf den Strommärkten zu sammeln und die Wertigkeit des produzierten Stromes durch die mögliche Reaktion auf Großhandelspreise und somit auf das Verhältnis von Angebot und Nachfrage zur erhöhen. Somit wirken die vollen Anreize, die der Markt für eine verbesserte Systemintegration setzt.

¹ Für die Einführung des Modells sind ggf. Übergangslösungen mit einem fixierten Monatsband denkbar.

III. Kurzbeschreibung Neuregelung des Wälzungsmechanismus

a) Abschaffung der Physikalischen Wälzung

Aus Sicht der Vertriebsunternehmen sollten die Mengenrisiken des EEG Stromes durch eine Neuordnung der Wälzung der EEG Strommengen deutlich reduziert werden. Hierfür wird insbesondere der Verzicht auf die derzeitige physikalische Wälzung empfohlen. Statt der EEG Strommengen werden dann nur noch die Kosten der Vergütung gewälzt. Somit entfallen auch die Aufwendungen für die Bandherstellung.

b) Vermarktung der EEG Strommengen

Die EEG Stromengen, die nicht im Marktprämienmodell vermarktet werden, werden von den Übertragungsnetzbetreibern oder einem dritten beauftragten Akteur vermarktet. Denkbar sind hierbei zwei Alternativen: eine regulierte Vermarktung oder ein Anreizsystem. Im Falle der regulierten Vermarktung müssen die Handelsgeschäfte der Übertragungsnetzbetreiber durch die Bundesnetzagentur überwacht werden. In diesem Zusammenhang sind weitere Einschränkungen wie z.B. die Pflicht die EEG Strommengen an der EEX zu handeln denkbar. Eine weitere Option für die Vermarktung des EEG-Stroms ist ein Anreizsystem, das es auch den Übertragungsnetzbetreibern ermöglicht von einer effizienten und innovativen Vermarktung des EEG Stroms zu profitieren. In diesem Zusammenhang kann die Übertragung des Modells der Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie auf die Vermarktung der EEG-Restmengen durch die ÜNB eine attraktive Option sein.

c) Regelung der EEG Umlage

Die Kosten für die Marktprämie bzw. die Kosten der regulierten Vermarktung des EEG Stroms werden aus der EEG Umlage gedeckt. Die Höhe der EEG Umlage wird zum September des Vorjahres festgelegt. Unterjährige Abweichungen zwischen tatsächlichen Kosten und der EEG Umlage werden über ein EEG Konto gewälzt.

3 Fazit

Langfristig bietet die gleichzeitige Einführung eines optionalen Direktvermarktungsmodells mit Marktprämie für die Direktvermarktung und die Übertragungsnetzbetreiber den Vorteil, dass für die gesamte EEG Strommenge ein Anreiz für eine verbesserte Systemintegration gesetzt wird. Es kann erwartet werden, dass ein Wettbewerb um die effizienteste Vermarktung und Systemintegration von EEG Strom entsteht. Durch den optionalen Charakter des Direktvermarktungsmodells bleibt das hohe Marktwachstum für EEG Strom ungefährdet. Die Komplexität des EEG steigt durch diese zusätzlichen Modellelemente geringfügig an, bleibt jedoch insgesamt moderat.

Hintergrundpapier

Im Folgenden sind die grundsätzlichen Überlegungen zur Ausgestaltung der Direktvermarktung und des Wälzungsmechanismus detaillierter dargestellt.

4 Hintergrund: Erläuterungen zum Modell „Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie“

4.1 Motivation

Eine zentrale Empfehlung für die Weiterentwicklung des EEG ist die Einführung einer optionalen Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie. Mit Hilfe dieses Modells sollen zentrale Weichen für einen weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien und die Zukunftssicherheit des EEG gestellt werden. In einem Energiesystem mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien ist eine verbesserte System- und Marktintegration auch hoher Anteile Erneuerbarer Energien von zentraler Bedeutung. Eine verbesserte **Systemintegration** sollte durch einen effizienteren Umgang mit der fluktuierenden Einspeisung aus EEG Anlagen erreicht werden. Hierbei sind insbesondere verbesserte Einspeiseprognosen, Speichermöglichkeiten und innovative Lösungen wie z.B. Lastverlagerung relevant. Für die **Marktintegration** sind zwei Gesichtspunkte von Bedeutung: Ein wesentlicher Aspekt ergibt sich aus dem Ziel des EEG, dass Erneuerbare Energien in der Zukunft ohne Förderung auf dem Markt agieren können. Kurzfristig sind hierbei insbesondere Altanlagen von Bedeutung, die nach Ablauf der Förderung aus dem EEG herausfallen. Diese EEG-Stromerzeuger sollten frühzeitig die notwendigen Erfahrungen sammeln können, um selbstständig auf den Strommärkten zu agieren. Ein weiteres wichtiges Argument für eine verbesserte Marktintegration ist, dass der **Vorwurf der Marktabschottung durch EEG-Strom vermieden wird**. Die zentrale Herausforderung für die Weiterentwicklung des EEG ist es diese Aspekte aufzugreifen ohne die bewährten Charakteristika des EEG - z.B. Investitionssicherheit, Effektivität, Akteursstruktur - zu gefährden.

4.2 Erläuterungen zum Modell

Das Modell Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie ist eine **Weiterentwicklung** bestehender Bonusmodelle, welche den Erneuerbaren Energien zusätzlich zu den erzielten Markterlösen einen fixen Bonus gewähren. Ein Prämienmodell führt zu deutlichen Änderungen in der Struktur der Förderung. Die Abnahmepflicht des Netzbetreibers für EEG-Strom entfällt - die EEG-Stromproduzenten vermarkten ihren Strom bei diesem Ansatz selbst. Damit verbunden sind die Erstellung eigener Einspeiseprognosen und die Verantwortung für die Einhaltung der eingegangenen Lieferverpflichtung. Somit fallen die Aufwendungen für den Profilservice bei den EEG-Stromerzeugern an.

Für verbleibende Abweichungen müssen die Kosten für Ausgleichsenergie bezahlt werden. Weiterhin entstehen bei den EE-Erzeugern Kosten für die verwaltungsmäßige Abwicklung der Marktteilnahme. Zur Deckung dieser Kosten und zum Ausgleich der Differenz zwischen Erzeugungskosten und Markterlösen wird für den eingespeisten Strom aus erneuerbaren Energien eine Bonusvergütung gezahlt. Durch die Selbstvermarktung des EEG-Stroms entfällt auch die Wälzung des EEG-Profiles. Lediglich die Kosten der vom Netzbetreiber ausgezahlten Prämie werden über die eine finanzielle EEG Umlage an die Versorger und ihre Kunden gewälzt.

Das zentrale Problem dieses einfachen Bonusmodells mit ex ante festgelegten fixen Boni ist, dass der Gesetzgeber eine sehr gute Marktpreisprognose für die Berechnung des fixen Bonus erstellen muss. Weichen die Marktpreise in der Realität von der Prognose des Gesetzgebers ab, kommt es zu einer Unter- bzw. Überförderung. Im entwickelten Modell der Direktvermarktung mit **gleitender** Marktprämie wird dieses Problem umgangen. Die Marktprämie wird über einen Profilmultiplikator an den Marktpreis gekoppelt. Der zentrale **Vorteil** dieses Systems ist, dass das Risiko einer Überförderung bzw. Unterförderung durch eine falsche Einschätzung der Entwicklung des Marktpreisniveaus eliminiert wird. Lediglich der relative Wert im Vergleich zum Marktpreis muss in Form des Profilmultiplikators ermittelt werden². Durch die Kopplung der Marktprämie an die Marktpreise wird eine Über- bzw. Unterförderung vermieden. Der Anreiz für die EE-Erzeuger verstärkt Strom in Zeiten knapper Kapazitäten mit hohen Preisen zu erzeugen bleibt jedoch erhalten. Auf diese Weise wird über Marktmechanismen die **Wirkung eines bundesweiten virtuellen Kraftwerkes erzielt**, ohne dass der Gesetzgeber ein detailliertes Design für einzelne virtuelle Kraftwerke vorgeben muss. Über die Gewährung eines **fixen Verwaltungskomponente** und der **Profilservicekomponente** werden Kosten für die Teilnahme am Stromhandel und die Haftung für Prognoseabweichungen abgegolten. Hier werden Kostenpositionen die derzeit bei den Übertragungsnetzbetreibern anfallen zu den Erneuerbaren Akteuren verschoben. Durch innovative Lösungen können Produzenten erneuerbarer Energien hier zusätzliche Erlöse erzielen, wenn sie eine kosteneffizientere Systemintegration schaffen als die geforderte Referenz. Somit ist das Modell **aus Endkundensicht insgesamt kostenneutral**. Volkswirtschaftlich können durch die Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie mittelfristig Einsparungen erzielt werden, da durch die alternative Allokation von Verantwortlichkeiten Potenziale zur Systemoptimierung, z.B. im Hinblick auf Anlagenbetrieb, Lastverlagerung und Prognosegüte realisiert werden können. Eine Erläuterung der Berechnung der Marktprämie findet sich in der folgenden Abbildung 1.

² Der Profilmultiplikator berücksichtigt die Tatsache, dass erneuerbare Energien aufgrund eines charakteristischen Tagesganges über das Jahr gemittelt einen vom durchschnittlichen Strompreis abweichenden Erlös erzielen. Der Profilmultiplikator lässt sich sehr robust aus vergangenen Zeitreihen der Einspeisung erneuerbarer Energien und der Börsenpreise ermitteln.

4.3 Beschreibung der Modellkomponenten

Gleitende Prämie:

Die gleitende Prämie errechnet sich aus dem gültigen EEG Vergütungssatz der jeweiligen Anlage abzüglich der erwarteten Markterlöse. Die erwarteten Markterlöse werden errechnet indem ein Profilkfaktor mit dem Monatsmittelwert des Phelix Day Base multipliziert wird. Der Profilkfaktor bildet dabei den relativen Wert des Stroms einer erneuerbaren Technologie im Vergleich zum generellen Marktpreisniveau ab. Der Profilkfaktor bestimmt sich aus der zeitlichen Einspeisecharakteristik einer erneuerbaren Technologie im Vergleich zum zeitlichen Verlauf des Marktpreises. Dieser Wert lässt sich aus bestehenden Statistiken gut berechnen. Der Profilkfaktor setzt einen Benchmark für die Verkaufserlöse, die durch die Vermarktung des EEG Stroms erzielt werden sollten. Gelingt es dem Anbieter Stromerzeugung seiner Anlagen verstärkt in Zeiten hoher Preise zu verlagern und somit einen Beitrag zur Systemintegration zu leisten, kann er zusätzliche Einnahmen erzielen. Aus diesem Grund wirken in diesem Modell die vollen Anreize, die der Markt für eine bedarfsorientierte Einspeisung setzt.

Fixer Bonus:

Für einen Vermarkter erneuerbaren Stroms entstehen fixe Kosten. So muss eine Handelsanbindung sichergestellt werden und Personal für die Anwicklung des eigentlichen Handels vorgehalten werden. Im Bereich fluktuierender Energieträger müssen zusätzlich Einspeiseprognosen gekauft werden. Die Kosten sind bisher z.T. bei den Übertragungsnetzbetreiber angefallen und müssen nun von den Direktvermarktern getragen werden. Diese Kosten werden durch einen fixen Bonus pro erzeugter Strommenge vergütet. Der Bezug auf die Energiemenge setzt zudem den Anreiz möglichst lange Zeiträume in das Prämienmodell zu wechseln, da sich hierdurch größere Einnahmen erzielt werden können.

Profilservicekomponente (Fahrplanerfüllung)

Bei der direkten Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien ist es notwendig einen eigenen Fahrplan für die Stromlieferung anzumelden und auch einzuhalten. Abweichungen müssen ggf. durch den Bezug von Ausgleichsenergie bezahlt werden. Die Kosten sind bisher bei den Übertragungsnetzbetreibern angefallen und müssen nun von den Direktvermarktern getragen werden. Diese Kosten werden durch die Profilservicekomponente abgegolten. Gelingt es dem Direktvermarkter die eigene Einspeiseprognose zu verbessern oder innovative Lösungen für die Ausregelung von Prognosefehlern zu finden z.B. Lastmanagement können somit durch Beiträge zur verbesserten Systemintegration zusätzliche Gewinner erzielt werden. Da das generelle Marktpreisniveau auch einen Einfluss auf die Kosten für Ausgleichsenergie hat, wird die Profilservicekomponente ebenfalls an das monatliche Marktpreisniveau gekoppelt.

Grafische Darstellungen zum Modell

Abbildung 1 Berechnungsformel der gleitenden Marktprämie

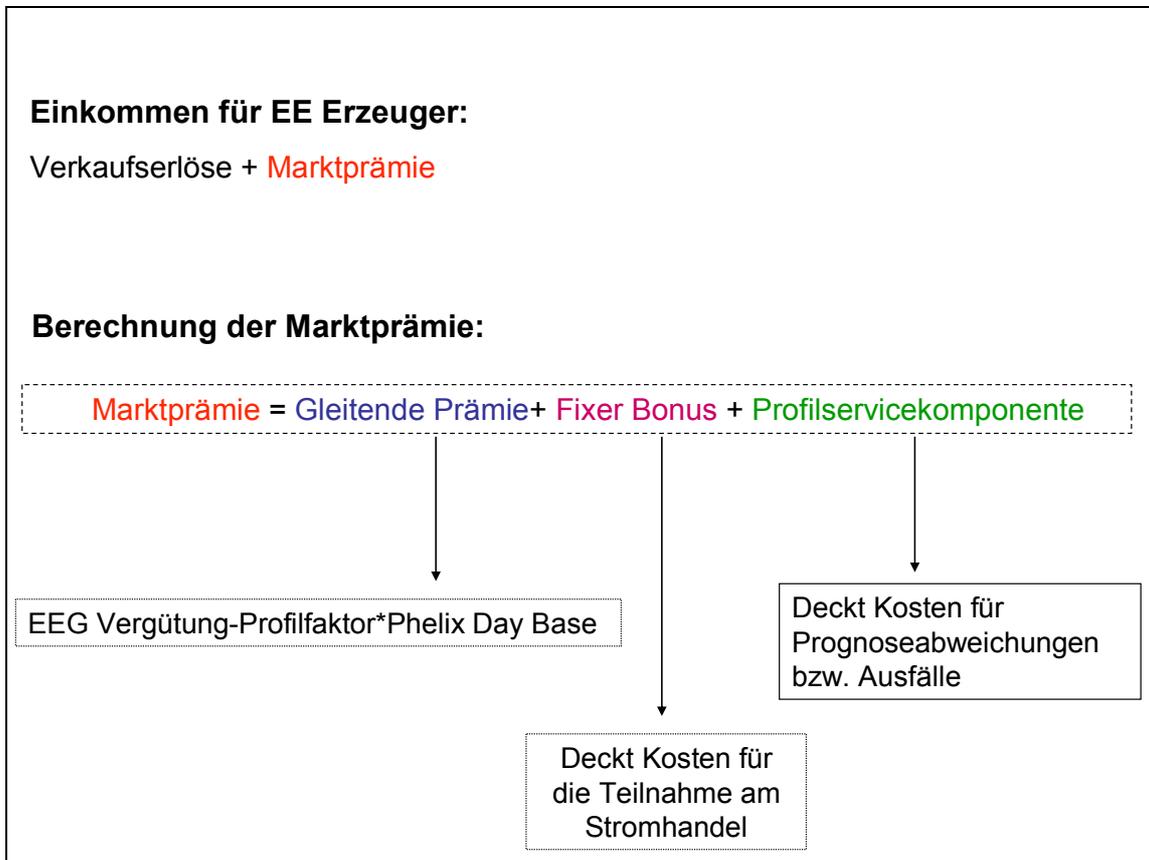
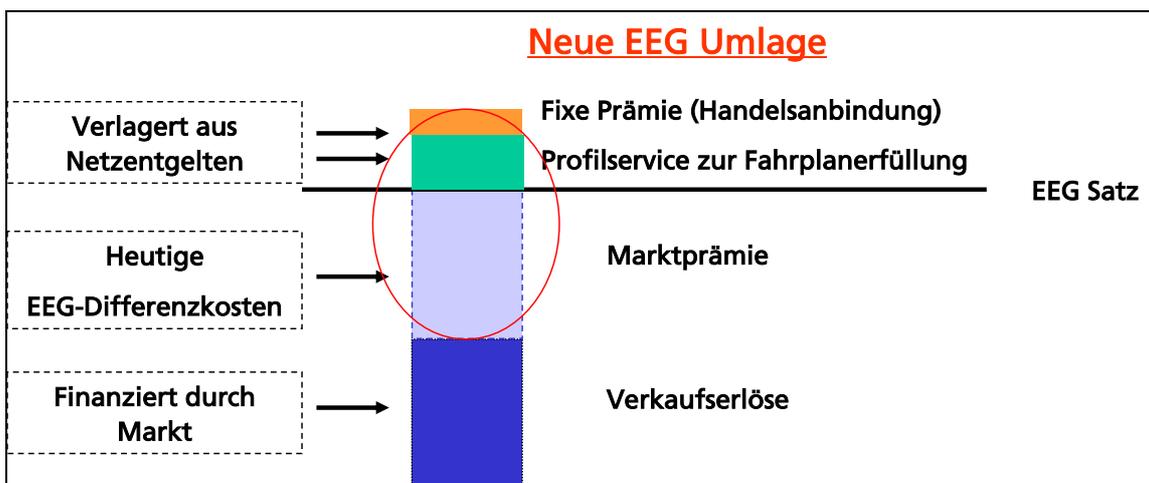


Abbildung 2 Einkommen aus Sicht eines Vermarkters



Erläuterungen zum EEG Wälzungsmechanismus

Motivation

Die Weiterentwicklung des EEG Wälzungsmechanismus ist ein zentraler Aspekt für die Novelle des EEG. Die derzeitige Regelung der Wälzung von Monatsbändern stellt vor den Hintergrund der steigenden EEG Mengen zunehmend ein Problem dar. Da das Monatsband von den Übertragungsnetzbetreibern unterjährig angepasst wird, führt dies zu Beschaffungsrisiken für die Vertriebe, die Ihr Beschaffungsportfolio bei jeder Veränderung der Monatsbandes anpassen müssen. Ein weiterer Aspekt ist die Tatsache, dass die Umwandlung des fluktuierenden EEG Profils in ein Monatsband zusätzlichen Aufwand in Form von Handelsgeschäften erfordert. In diesem Zusammenhang ist es ebenfalls als problematisch anzusehen, dass die Profilserviceleistungen für die Bandherstellung und den Ausgleich von Prognoseabweichungen durch Übertragungsnetzbetreiber sehr intransparent sind.

Bei der Neuregelung des Wälzungsmechanismus ist zu beachten, dass es die Ausgestaltung der Direktvermarktung Auswirkungen auf die Ausgestaltung des Wälzungsmechanismus hat.

Im Rahmen der Neuregelung der EEG Wälzung ergeben sich zwei zentrale Aspekte von besonderer Bedeutung: Die Neuregelung der eigentlichen EEG Wälzung und die Frage der Vermarktung des gewälzten EEG Stroms.

4.4 Regelung der EEG Wälzung

Das zentrale Ziel der Neuregelung der EEG Wälzung ist die Begrenzung der Risiken für die Vertriebe. Die Herausforderung hierbei ist, dass die Neuregelung kompatibel mit einem angestrebten optionalen Direktvermarktungsmodell und einer optimierten und transparenten Vermarktung der gewälzten EEG Mengen sein muss.

4.4.1 Verzicht auf physische Wälzung

Die Eliminierung der Beschaffungsrisiken kann durch einen Verzicht auf die physische Wälzung erreicht werden. Statt der EEG Strommengen werden dann nur noch die Kosten der Vergütung gewälzt. Somit entfallen auch die Aufwendungen für die Bandherstellung. Aus Sicht der Vertriebe bietet diese Lösung die geringsten Risiken. Lediglich beim Übergang vom derzeitigen Modell mit physischer Wälzung in ein Modell ohne diese Wälzung ist eine Anpassungsreaktion in der Beschaffung notwendig. Gegebenenfalls kann hier die Fixierung des EEG Bandes eine Übergangslösung sein.

4.4.2 Fixierung des Bandes

Ein Mittelweg zwischen dem derzeitigen Modell und dem Verzicht auf physische Wälzung stellt die Lieferung eines fixen Bandes, das unterjährig nicht angepasst wird, dar. Diese Lösung reduziert das Portfoliorisiko der Vertriebe erheblich. Ein weiterer Vorteil dieser Lösung ist, dass das Volumen, das durch den ÜNB auf den Märkten gehandelt werden muss, deutlich niedriger ist als im Falle des Verzichts auf physische Wälzung. Auf diese Weise können in der Übergangsphase Liquiditätsprobleme auf dem Markt vermieden werden. Die Herausforderung bei diesem System ist jedoch die adäquate Bestimmung des fixen Bandes im Vorjahr. Besonders vor dem Hintergrund eines Direktvermarktungsmodells mit unterjährigen Ausstiegsmöglichkeiten ist die Bestimmung eines fixen Bandes relativ schwierig, da sich die EEG Kapazitäten, die vom Übertragungsnetzbetreiber gewälzt werden, unterjährig ändern können.

4.5 Management der EEG Zahlungsströme

Unabhängig von der Frage, ob eine rein finanzielle oder eine fixierte finanzielle und physische Wälzung angestrebt ist, führt die Forderung nach einer ex ante festgelegten konstanten EEG Umlage zur Notwendigkeit der Führung eines EEG Kontos. Allein durch meteorologisch bedingte Schwankungen der EEG Einspeisung kann es unterjährig zu Abweichungen zwischen prognostizierter und tatsächlicher EEG Strommenge kommen.

4.5.1 Regulierung des ÜNB

Auf diese Weise ergeben sich Abweichungen zwischen Einnahmen und Ausgaben. Derzeit werden diese Abweichungen von den Übertragungsnetzbetreibern gehandhabt und fallen in den Bereich der Regulierung der Bundesnetzagentur. Nachteil dieser Lösung ist, dass der Umgang mit den Zahlungsströmen dieser EEG Bilanz ein für die Öffentlichkeit intransparentes Verfahren ist. Da bei steigenden EEG Mengen auch mit deutlich steigenden Finanzvolumen gerechnet wird, nimmt der Übertragungsnetzbetreiber hier zunehmend die Funktion einer Bank ein und verlässt somit das eigentliche Aufgabengebiet.

4.5.2 Reguliertes EEG Konto

Zur Schaffung eines transparenten Umgangs mit der Bilanzierung dieser Abweichungen wird von einigen Verbänden die Einrichtung eines EEG Kontos vorgeschlagen, dass von staatlicher Stelle (z.B. der Bundesnetzagentur) kontrolliert wird. Dieses Konto kann ggf. auch von einem neuen Akteur betrieben werden und dazu genutzt werden die unterjährigen Zahlungsströme zu managen und die Überwälzung zwischen den Jahren vorzunehmen.

4.6 Vermarktung des (Rest)-EEG Stroms:

Im Folgenden sollen die Optionen zur Vermarktung des Rest-EEG Stroms kurz dargestellt und bewertet werden.

4.6.1 Ausschreibung

Eine Möglichkeit Anreize für einen effizienteren Umgang mit den EEG Strommengen zu setzen ist die Ausschreibung der Vermarktung des EEG Stroms. Dabei ergeben sich allerdings einige Probleme bei der Umsetzung im Detail. Gebote für eine Ausschreibung der EEG Mengen als Ganzes können nur von den größten Energieversorgern wahrgenommen werden, insofern kann hier nicht mit einem validen Preissignal der Ausschreibung gerechnet werden. Eine Variante der Ausschreibungslösung ist die Ausschreibung von der EEG Strommengen in kleineren Losgrößen. Hierbei ist sind vor allem zwei Probleme zu beachten. Zwar ermöglichen die kleineren Losgrößen die Teilnahme von einigen weiteren Akteuren, allerdings dürfte deren Aufnahmefähigkeit begrenzt sein, sodass die Gefahr besteht, dass immer noch ein großer Teil des ausgeschriebenen EEG Stroms durch die großen EVU dominiert würde. Ein zweites Problem ist der Zeitraum der Ausschreibung. Es kann erwartet werden, dass die Anzahl der Akteure und der erzielbare Wert des EEG Strom mit größerem zeitlichen Vorlauf ansteigen. Da es für die Einstiegsphase in die Direktvermarktung mit gleitender Marktpremie notwendig erscheint einen monatsweisen Einstieg mit einem Vorlauf von 2-3 Monaten zu ermöglichen, erscheint es schwierig sicherzustellen, dass ein adäquates Ausschreibungsergebnis erreicht wird. Aus diesem Grund wird diese Option als ungeeignet eingestuft.

4.6.2 Regulierung

Neben der Schaffung von Anreizen ist die Beibehaltung der Regulierung des EEG Geschäfts durch die ÜNB eine weitere Option. Hierbei sind zwei Ausgestaltungen denkbar. In der einfachsten Variante des Börsenmodells wird der ÜNB gezwungen EEG Strom auf dem EEX Spotmarkt zu handeln, alternativ können alle Handelsmöglichkeiten freigegeben werden:

- **Fokussierung auf die EEX** Die Geschäfte auf der EEX werden von der Netzagentur ex post kontrolliert. Bei dieser Variante ist anzumerken, dass die Fokussierung auf das EEX Geschäft weitere Möglichkeiten der Wertmaximierung des EEG Stroms ausschließt. Zudem ist zu befürchten, dass es besonders in der Übergangsphase auf der EEX zu einem deutlichen Angebotsüberhang kommt, der den Wert der EEG Stroms reduziert.

- **Regulierung aller Geschäfte** Die Freigabe aller Handlungsmöglichkeiten ermöglicht eine verbesserte Vermarktung des EEG Stroms. Es ist jedoch zu beachten, dass die Überwachung und Regulierung der Vielzahl verschiedener Handlungsgeschäfte einen erheblichen Aufwand bedeutet. Es stellt sich auch die Frage, inwieweit innerhalb eines regulierten Rahmens Anreize für eine Wertoptimierung des EEG Stroms gesetzt werden können.

4.6.3 Gleitende Marktprämie für EEG-Restmengen

Ein weiterer Vorschlag für die Vermarktung des EEG Stroms durch die ÜNB ist die Übertragung des Modells der Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie auf die Vermarktung der EEG-Restmengen durch die ÜNB. Der zentrale Vorteil dieser Lösung ist, dass nur ein System für die Vermarktung des EEG Stroms existiert. Da die gleichen Vergütungssummen an ÜNB und Direktvermarkter gezahlt werden, beeinflussen die Ausstiegsfristen und –dauern den monetären Wälzungsmechanismus nicht. Zudem erhalten die ÜNB den gleichen Anreiz zur Wertoptimierung des EEG Stroms wie die Direktvermarkter. Auf diese Weise entsteht ein Wettbewerb der Systeme. Dem größeren EEG Portfolio zu Beginn des Systems steht die höhere Flexibilität der Direktvermarkter gegenüber. Der Wert des EEG Stroms und damit die Kosten des Systems sind gut kalkulierbar, ein Preisverfall, der innerhalb einer ungünstigen Ausschreibungslösung möglich ist, ist somit ausgeschlossen. Im Falle einer ungünstigen Ausgestaltung des Direktvermarktungsmodells ist es prinzipiell möglich, dass es bei den ÜNB zu leichten Verlusten durch die Vermarktung des EEG Stroms kommt. In diesem Fall müsste der ÜNB, der im Gegensatz zu den Direktvermarktern keine Ausstiegsoption hat, seine Verluste gegenüber der Bundesnetzagentur detailliert begründen und die Verlustsumme z.B. dem EEG Wälzungskonto zuweisen. Insgesamt scheint der Ansatz der gleitenden Marktprämie für sohl für Direktvermarkter als die Übertragungsnetzbetreiber ein sinnvoller Ansatz zu sein.

Ausarbeitung des Verfahrensvorschlags

(1) Bis zum 30.08. erstellt der ÜNB eine Prognose der gewälzten EEG Vergütungen für das kommende Jahre und legt die spezifische EEG Umlage für die Vertriebe fest. Im Detail ist hierfür eine Prognose der EEG Erzeugung, des Letztverbrauchs und des Phelix Base notwendig. Für die Berechnung der EEG Umlage wird das Saldo des EEG Kontos zum 01.08. einbezogen und auf das kommende Jahr gewälzt. Die Prognose des Phelix Base sollte sich am Durchschnitt des Frontjahrfutures über die letzten 2 Monate erstrecken.

Bis zum 30.09 wählen die Direktvermarkter ihre Ausstiegsmonate für das erste Quartal des kommenden Jahres. Diese Information ist nur für die Portfolioplanung des ÜNB relevant, da die aus dem EEG Konto bezogenen Vergütungen für ÜNB und Direktver-

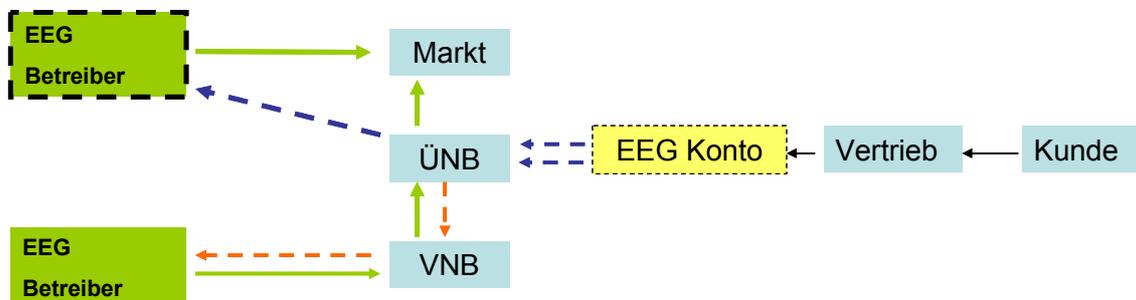
markter gleich hoch sind. Für die Vertriebe gilt ab dem 01.01 ganzjährig die unter (1) festgelegte spezifische EEG Umlage.

Bis zum 31.12. wählen die Direktvermarkter ihre Ausstiegsmonate für das 2. Quartal des Folgejahres. Dieses Verfahren wird in Quartalschritten fortgesetzt.

Zahlung der EEG Umlage

Bis zum 15. des Folgemonats stellt der ÜNB die eingespeisten EEG Mengen fest. Des Weiteren wird der Durchschnitt des Phelix Daybase für den abzurechnenden Monat bestimmt. Auf Basis der Formel des gleitenden Bonusmodells wird nun die Vergütung aus dem EEG Konto an die ÜNB bzw. die Direktvermarkter gezahlt.

Abbildung 3



Legende

Handelsflüsse des Stroms		Vermarktungsprämie	
EEG Vergütungszahlung		EEG Umlage	

5 Ausgestaltung der EEG-Umlage

Unter Bezugnahme auf den Fragenkatalog der Fraktionen erscheint weiterhin die künftige Ausgestaltung der EEG Umlage eine sehr relevante Fragestellung. Um auch in Zukunft eine breite Akzeptanz der erneuerbaren Energien sicherzustellen und die Kosten für die Verbraucher moderat zu halten, ist es wichtig auch künftig eine möglichst gleichmäßige Verteilung der EEG Umlage sicherzustellen.

Die EEG-Umlage sollte gleichmäßig auf alle Stromvertriebsunternehmen verteilt werden. Auch Strom, der in Werks- oder Objektnetzen oder von Contractoren erzeugt wird, sollte in der EEG-Umlage bleiben. Andernfalls könnte die EEG-Umlage für alle anderen Unternehmen und Privatverbraucher drastisch steigen.

Nach dem Verursacherprinzip sollten die Lasten des EEG von allen Stromvertriebsunternehmen gleichermaßen getragen werden. Für eine Bevorzugung einzelner Unternehmen in Objektnetzen oder von Contractoren gibt es keinen vernünftigen Grund. Es wäre vielmehr gerecht, wie im ursprünglichen BMU-Vorschlag vorgesehen, auch eigen erzeugten Strom ab einer Mindestgröße in die EEG-Umlage mit einzubeziehen, um die Belastung möglichst breit zu verteilen und so für alle gering zu halten.

Für besonders belastete Unternehmen kann die im EEG enthaltene Regelung beibehalten werden. Sie sollte aber auf keinen Fall ausgeweitet werden.