

Deutscher Bundestag
Ausschuss f. Umwelt,
Naturschutz u. Reaktorsicherheit

Ausschussdrucksache
17(16)271-I

Öffentliche Anhörung - 08.06.2011
07.06.2011

bdew

Energie. Wasser. Leben.

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

Stellungnahme

Wichtige Änderungsvorschläge zum Regierungsentwurf des EEG 2012

Marktprämie, Windkraft Onshore/Offshore,
Biomasse, Netzanschluss

Berlin, 7. Juni 2011

Einleitung

Mit dem EEG wurde vor elf Jahren ein erfolgreicher Pfad zum Ausbau der Erneuerbaren Energien beschritten. Aber auch wenn heute bereits rund 17 Prozent des Bruttostromverbrauchs in Deutschland aus Erneuerbaren Energien gedeckt werden, muss klar sein, dass die Energiewende nicht allein über die zunehmende Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien realisiert wird. Wenn ein tragfähiges Energieversorgungssystem aus Erneuerbaren etabliert werden soll, sind nicht minder wichtige Fragen der Versorgungssicherheit zu beantworten. Mit dem Prinzip „Produce and forget“ – also die Stromerzeugung, wann immer sie möglich ist und nicht, wenn der Strom gebraucht wird – ist dieses Ziel niemals zu erreichen. Die sichere und bedarfsorientierte Verfügbarkeit des Stroms ist für unsere Volkswirtschaft eine existentielle Frage. Vor diesem Hintergrund wird ersichtlich, dass sich die Energiewende über Jahrzehnte erstrecken und erst abgeschlossen sein wird, wenn Erneuerbare Energien die Versorgungssicherheit vollständig gewährleisten können.

Das vorliegende Gesetzespaket zeigt Ansätze jener „Smart Renewables“, die am Ende dieses langen Weges das tragfähige Energieversorgungssystem der Zukunft sein können. Die ersten Schritte dieses Weges werden mit der Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen gegangen, unter denen Erneuerbare Energien diese Systemverantwortung übernehmen und Markt „üben“ können. Der BDEW sieht, dass die Bundesregierung den Mut und den Willen hat, diesen Weg der Markt- und Systemintegration zu beschreiten, und ist bereit, diesen Prozess auch über den Beginn der Energiewende hinaus – denn genau da stehen wir heute – zu begleiten und die Bundesregierung in ihren Zielen zu unterstützen.

Aus Sicht des BDEW sind – trotz dieser positiven Ansätze – neben zahlreichen Details (siehe BDEW-Stellungnahme zum Referentenentwurf vom 23. Mai 2011) einige zentrale Punkte in dem Gesetzesentwurf noch nicht ausgereift, um die Energiewende erfolgreich einzuleiten.

Dringliche Änderungen für die Einleitung der Energiewende

Parameter der Marktprämie

Der BDEW hatte bereits im Vorfeld einen Umsetzungsvorschlag zur Einführung einer optionalen Marktprämie vorgelegt und begrüßt die Aufnahme in den Gesetzentwurf. Ungeachtet dessen hält der BDEW im Hinblick auf die Parametrisierung des Marktprämienmodells weitere Anpassungen für zwingend erforderlich, weil bei dargebotsunabhängigen Energieträgern (Biomasse, Gase, Wasser) die Handelsanbindungskosten und Fahrplanerfüllungskosten nicht berücksichtigt wurden. Es bleibt unberücksichtigt, dass auch bei Biomasse-, Biogas- und Wasserkraftanlagen Vermarktungskosten entstehen - wengleich diese deutlich geringer sind, als bei fluktuierenden Energieträgern (Wind/PV). Eine Stellungnahme zur neuen Parametrisierung des Marktprämienmodells wurde mit Datum vom 23. Mai 2011 an die zuständigen Ministerien gesendet.

Der aktuelle Gesetzesentwurf sieht zudem vor, dass ein Vergütungsanspruch für Biogasanlagen mit einer installierten Leistung > 500 kW und Inbetriebnahme ab 2014 nur dann bestehen soll, wenn die Strommengen aus dieser Anlage über das Marktprämienmodell vermarktet werden. Dies in Verbindung mit der fehlenden Berücksichtigung der Fahrplanerfüllungskosten und der Handelsanbindungskosten kommt bei Biogasanlagen einer versteckten Vergütungsabsenkung gleich und gefährdet damit die Wirtschaftlichkeit der für die Erreichung der EE-Ausbauziele benötigten Biogasanlagen.

Untersuchungen anhand von realen Marktbedingungen ergeben, dass die Handelsanbindungskosten und Fahrplanerfüllungskosten 0,65 ct/kWh höher sind, als in der Parametrisierung des Marktprämienmodells (s. Kabinettsvorlage) vorgesehen.

Der BDEW hält daher die Anhebung der sogenannten „Managementprämie“ um 0,65 ct/kWh für dringend erforderlich.

Kostenbetrachtung

Durch die Anhebung der Managementprämie für die Energieträger Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie wäre die Teilnahme am Marktprämienmodell für diese Anlagen annähernd aufkommensneutral.

Unter der Worst-Case-Annahme, dass 90 Prozent aller Strommengen aus diesen Anlagen (inkl. Bestandsanlagen) über das Marktprämienmodell vermarktet würden, ergäbe sich aus der vorgeschlagenen Anhebung der Managementprämie eine Steigerung der EEG-Differenzkosten in Höhe von 246 Mio. € bzw. ein Anstieg der EEG-Umlage in Höhe von 0,06 ct/kWh.

Gleichzeitig sind durch die Teilnahme dieser Anlagen gemäß einer Studie von R2b/Consentec jährliche volkswirtschaftliche Entlastungen in Form von Brennstoffkosteneinsparungen durch die Verlagerung der Einspeisung von Niedriglast- in Spitzenlastzeiten in Höhe von 470 Mio. € in 2015 bzw. 625 Mio. € in 2020 zu erwarten.

Trotz der vorgeschlagenen Anhebung der Managementprämie würden daher die volkswirtschaftlichen Kosten die entstehenden Mehrkosten im Wälzungsmechanismus überwiegen.

Formulierungsvorschlag für den Gesetzesentwurf

„Anlage 4. Höhe der Marktprämie

(...)

2.1.2 „ $P_{M(\text{steuerbare})}$ beträgt vorbehaltlich einer Rechtsverordnung auf Grund von § 64f Nummer 4 bei Strom, der erzeugt wird

- *Im Jahr 2012* *0,75 Cent pro Kilowattstunde*
- *Im Jahr 2013* *0,725 Cent pro Kilowattstunde*
- *Im Jahr 2014* *0,7 Cent pro Kilowattstunde*
- *Im Jahr 2015* *0,0675 Cent pro Kilowattstunde“*

Grünstromprivileg:

Aus Sicht des BDEW ist die Höhe der Anfang 2011 in der politischen Diskussion kommunizierten Umverteilungseffekte durch das Grünstromprivileg überbewertet und lässt eine Würdigung der positiven Effekte des Grünstromprivilegs vermissen. So stellt die Nutzung des Grünstromprivilegs nach § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG in Verbindung mit der Direktvermarktung nach § 17 EEG 2009 aktuell die einzige wirtschaftlich darstellbare Möglichkeit zur Generierung von Ökostromprodukten mit regenerativ erzeugtem Strom aus inländischen, nach dem EEG förderfähigen Anlagen dar. Da auf diese Weise gleichzeitig auch ein direkter Bezug zwischen dem jeweiligen EEG-Kraftwerkspark und den daraus belieferten Verbrauchern hergestellt werden kann, unterstützt es zudem die Akzeptanz des EEG.

Aus diesem Grund sollte aus Sicht des BDEW die Nutzung des Grünstromprivilegs auf jeden Fall solange nicht nur möglich, sondern auch wirtschaftlich sein, bis andere Optionen einer Marktintegration verfügbar sind und ihre effiziente Anwendbarkeit unter Beweis gestellt haben.

Aus Sicht des BDEW führen die in dem Referentenentwurf genannten Anforderungen jedoch im Ergebnis dazu, dass eine Nutzung des Grünstromprivilegs nicht mehr wirtschaftlich darstellbar sein wird. Dies bedeutet eine faktische Abschaffung des Grünstromprivilegs, bevor andere Optionen einer Marktintegration etabliert sind. Sollte es dennoch zur Nutzung des Grünstromprivilegs in Einzelfällen kommen, so könnte dies nur unter erhöhten Risiken für die Anlagenbetreiber geschehen, von denen auch die Übertragungsnetzbetreiber mittelbar betroffen wären, wenn z.B. die ÜNB ein EVU von der EEG-Umlage befreien oder teilweise befreien und sich die Grundlage für diese Befreiung/Reduzierung im Rahmen der Jahresabrechnung nicht bestätigt.

Wind Onshore

Die geplante Vergütungskürzung (Streichung SDL-Bonus und Steigerung der Degression von 1 auf 1,5 Prozent) bewirkt eine Verzögerung des Ausbaus und passt aus Sicht des BDEW nicht zur hohen Mengenrelevanz von Onshore-Windkraftanlagen im Rahmen der Ausbauziele der Bundesregierung.

Insbesondere die Streichung des SDL-Bonus, der ursprünglich für Strommengen aus Anlagen mit Inbetriebnahme bis einschließlich 31.12.2013 bezahlt werden sollte, ist problematisch. Diese Anlagen sind zu einem großen Teil bereits in der Planung und auf Basis der bestehenden Regelung kalkuliert. Die nun geplante Streichung des SDL-Bonus stellt die Wirtschaftlichkeit der in Planung befindlichen Projekte in Frage.

Der BDEW rät eindringlich – insbesondere vor dem Hintergrund der unten stehenden Kostenbetrachtung – die bestehende Regelung bei Windkraftanlagen beizubehalten.

Kostenbetrachtung

Unter der Annahme, dass 100 Prozent aller zugebauten Anlagen der Jahre 2012 und 2013 (Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber vom 15. November 2010) den SDL-Bonus erhalten, würde eine Mehrbelastung der EEG-Umlage in Höhe von 0,0064 ct/kWh entstehen.

Die Absenkung der Degression von 1,5 auf 1 Prozent bei Windkraftanlagen hätte in 2013 einen Vergütungssatz von 8,84 ct/kWh statt 8,8 ct/kWh zur Folge und würde eine Steigerung der EEG-Umlage in Höhe von 0,00025 ct/kWh bewirken.

Formulierungsvorschlag:

„§ 20 Absenkung von Vergütungen und Boni

(...)

6. Windenergie

a) (...)

b) aus sonstigen Anlagen (§ 29) ab dem Jahr 2013: um 1,0 Prozent.“

§ 29 Windenergie

An Abs. 2 GesE wird folgender Satz 4 angehängt:

„Für Anlagen mit Inbetriebnahme in den Jahren 2012 und 2013 erhöht sich die Vergütung nach Satz 1 um 0,5 Cent pro Kilowattstunde.“

Windenergie Offshore / Stauchungsmodell

Der BDEW sieht insbesondere im Rahmen des optionalen Stauchungsmodells Nachbesserungsbedarf, da der Gesetzesentwurf nicht nur eine aufkommensneutrale Stauchung vorsieht, sondern zusätzlich die auftretenden Zinseffekte berücksichtigt hat. Die über die Förderdauer gezahlte Gesamtvergütungssumme verringert sich mit dem Vorschlag signifikant. Insbesondere vor dem Hintergrund des zu erwartenden internationalen Wettbewerbs um den Ausbau der Offshore-Windkraft (insbesondere UK) und nur eingeschränkt zur Verfügung stehender Infrastruktur wird das vorgeschlagene Vergütungsmodell nicht die Gesamterträge für Offshore-Projekte sichern können, welche angesichts der hohen Investitionsrisiken insbesondere von Nordsee-Projekten erforderlich wären.

Aus Sicht des BDEW wären die Auswirkungen einer lediglich aufkommensneutralen Stauchung ohne Abzinsung / Barwertbetrachtung auf die EEG-Umlage marginal und würden gleichzeitig ein bedeutendes Signal für die Offshore-Windkraft setzen. Aus diesem Grund schlägt der BDEW eine optionale Stauchung in der Anfangsvergütungszeit auf 9 Jahre bei 19,5 ct/kWh vor.

Dieser Vorschlag entspricht dem, was nach einer Studie der KPMG „Offshore-Windparks in Europa - Marktstudie 2010“ (<http://www.kpmg.de/Themen/21650.asp>) erforderlich wäre, um Offshore-Projekte in deutschen Nordseeengewässern konkurrenzfähig zu Projekten in anderen Ländern zu stellen und für solche Projekte das erforderliche Fremdkapital zu mobilisieren.

Kostenbetrachtung:

Unter der Annahme,

- dass die im Rahmen der Mittelfristprognose 2010 prognostizierten Anlagen gebaut und entsprechende Strommengen produziert würden, und
- für alle Strommengen aus Anlagen, die nach 2012 in Betrieb gehen, das Stauchungsmodell Anwendung findet und
- die Vergütung entsprechend dem BDEW-Vorschlag (19,5 ct/kWh statt 19 ct/kWh) ausgestaltet würde,

ergäben sich Mehrkosten bei der EEG-Umlage gegenüber der im Gesetzesentwurf vorgesehenen Regelung in Höhe von 0,001 ct/kWh (2012), 0,006 ct/kWh (2013), 0,016 ct/kWh (2014) bzw. 0,023 ct/kWh (2015).

Formulierungsvorschlag:

§ 31 Windenergie Offshore

Abs. 3 Satz 1 wird durch folgenden Satz ersetzt:

„Wenn die Offshore-Anlage vor dem 1. Januar 2018 in Betrieb genommen worden ist und die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber dies vor Inbetriebnahme der Anlage von dem

Netzbetreiber verlangt, erhält sie oder der in den ersten neun Jahren ab der Inbetriebnahme eine erhöhte Anfangsvergütung von 19,5 ct pro Kilowattstunde.“

Biomasse (§ 27) / Wärmesenke

Aus Sicht des BDEW ist auf das hohe Flexibilisierungspotential bei der Bioenergie hinzuweisen. Vor diesem Hintergrund erscheint die Bindung der Vergütungspflicht nach Abs. 1 und 2 an eine KWK-Nutzung gemäß Abs. 3 Nr. 1 zu undifferenziert und birgt Hemmnisse für den aus Sicht des BDEW wünschenswerten Ausbau der Bioenergienutzung.

Da gerade größere Biomasseanlagen aufgrund zwingender baurechtlicher Vorgaben im siedlungsfernen Außenbereich (§ 35 BauGB) errichtet werden müssen, sind diese aufgrund der Verpflichtung zur KWK-Nutzung auf Wärmesenken angewiesen, deren Bestand über 20 Jahre oft nicht garantiert werden kann (zum Beispiel Industrieanlagen). Insofern eine bei Inbetriebnahme bestehende Wärmesenke unerwartet wegfällt, muss für solche Anlagen der Anspruch auf Grundvergütung aus dem EEG bestehen bleiben. Andernfalls sind die Risiken für Anlagenbetreiber nicht mehr tragbar und führen zu einer Verzögerung des Ausbaus der Bioenergienutzung. Der BDEW empfiehlt eindringlich, den betreffenden Anlagen zumindest die Möglichkeit der Direktvermarktung nach Marktprämienmodell zu gewähren.

Kostenbetrachtung:

Es entstehen keine Mehrkosten.

Formulierungsvorschlag:

An Absatz 3 GesE folgende Sätze 2 und 3 angehängt:

„Satz 1 gilt nicht, solange ein Anlagenbetreiber den Strom aus seiner Anlage nach Maßgabe von § 33g direkt vermarktet. Entfällt die Wärmenutzung nach Satz 1 Nr. 1 ohne Verschulden des Anlagenbetreibers nach Inbetriebnahme der Anlage, gilt die Anforderung über den Zeitraum nach § 21 Abs. 2 hinweg als erfüllt.“

Biomasse / Maiseinsatz

Hinsichtlich der Einsatzbeschränkungen von Mais, die im Regierungsentwurf für Biogasanlagen vorgesehen sind, ist eine sinnvolle Abwägung zwischen den Interessen der Biogasanlagenbetreiber und dem Grundwasser- und Naturschutz zu treffen. Hierbei ist zu beachten, dass Mais die höchste Energiedichte aufweist, eine Einsatzbeschränkung bei Mais zur Errei-

chung der gleichen Stromerzeugungsmenge folglich einen Flächenmeherverbrauch nach sich zieht.

Außerdem sollten die im Regierungsentwurf vorgesehenen Vergütungssätze für Strom aus Biogas sowohl hinsichtlich der Deckelung des Maiseinsatzes als auch der sonstigen Stromgestehungskosten für Strom aus Biogas dahingehend überprüft werden, ob sie nicht zu niedrig angesetzt worden sind.

Netzanschluss (§ 5 Abs. 1)

Die Formulierung im geltenden § 5 Abs. 1 Satz 1 EEG 2009 „wenn nicht *ein anderes Netz* einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist“ sorgt in der Gesetzesanwendung für erhebliche Probleme bei der Feststellung des gesetzlich relevanten Netzverknüpfungspunktes, da sie das eigene Netz des räumlich nächstgelegenen Netzbetreibers angeblich nicht umfasst, obwohl der Bundesgerichtshof dies bereits in mehreren Urteilen zum EEG 2000 und 2004 so festgestellt hat. Daher sollte § 5 Abs. 1 Satz 1 EEG 2009 zur Vermeidung weiterer Rechtsunsicherheiten geändert werden.

Formulierungsvorschlag

§ 5 Abs. 1 Satz 1 EEG 2009 wird wie folgt geändert: „...wenn nicht dieses oder ein anderes Netz...“.

Technische Vorgaben für Regeleinrichtung von Solarstromanlagen (§ 6 Abs. 3)

§ 6 Abs. 3 RegE knüpft nach Auffassung des BDEW an Voraussetzungen, die erhebliche Rechtsunsicherheit bringen, da die dort genannte „unmittelbare räumliche Nähe“ in § 19 Abs. 1 EEG 2009 gerade für Solarstromanlagen erheblich umstritten ist. Außerdem vernachlässigt die Bindung an zwölf zusammenhängende Kalendermonate, dass ein Zubau von Anlagen außerhalb dieser Frist erhebliche netztechnische Probleme bewirken kann, die diese Regelung wegen der Zeitbindung nicht lösen kann. Die Zusammenfassung mehrerer Photovoltaikanlagen zum Zweck der Ermittlung der installierten Leistung darf außerdem nicht allein vom Inbetriebnahmezeitpunkt bzw. vom Errichtungsort abhängig gemacht werden. Ca. 80 % der installierten Photovoltaikleistung sind im Niederspannungsnetz angeschlossen. Hinsichtlich der Systemsicherheit ist es deshalb besonders wichtig, dass diese auch - in kritischen Fällen - mittels Einspeisemanagement (Fernzugriff: z.B. durch Funkrundsteuertechnik) herabgeregelt werden können. Deshalb sollte folgende Formulierung ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der installierten Leistung gewählt werden:

Formulierungsvorschlag

„(3) Mehrere Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie gelten unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der Leistung im Sinne von § 6 Abs. 1 als eine Anlage, wenn sie am selben Netzverknüpfungspunkt oder hilfsweise an der selben Anschlussleitung angeschlossen sind.“

Ansprechpartner:

Stefan Thimm
Telefon: +49 30 300199 - 1310
stefan.thimm@bdew.de

Christoph Weissenborn
Telefon: +49 30 300199 - 1514
christoph.weissenborn@bdew.de

Stellungnahme

Neuparametrisierung des Marktprämienmodells

Stellungnahme zum weiterentwickelten Förder-
system für die Vermarktung von erneuerbarer
Stromerzeugung – Bestimmung der Parameter
des Modells der gleitenden Marktprämie
(FraunhoferISI)

Berlin, 23. Mai 2011

Einleitung und Zusammenfassung

In seinem Umsetzungsvorschlag zum Marktprämienmodell¹ hatte der BDEW darauf hingewiesen, dass die von FraunhoferISI ursprünglich vorgeschlagenen Faktoren zur Berechnung der Marktprämie größtenteils auf Daten aus der Zeit vor Änderung des Wälzungsmechanismus beruhen und heute teilweise neu bewertet werden müssten, da anderenfalls die daraus resultierenden Abweichungen im Ergebnis zu erheblichen Zusatzbelastungen führen können.

Vor diesem Hintergrund hatte der BDEW eine Überprüfung der maßgeblichen Faktoren vor Einführung des Marktprämienmodells angeregt. Mit dem Vorschlag „Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung – Bestimmung der Parameter des Modells der gleitenden Marktprämie“ ist FraunhoferISI dieser Anregung gefolgt.

Der BDEW begrüßt daher die von FraunhoferISI jetzt vorgeschlagene Ex-Post-Ermittlung des Marktwertes der Stromerzeugung für die dargebotsabhängigen Energieträger Wind und Photovoltaik. FraunhoferISI greift damit einen zentralen Kritikpunkt am Marktprämienmodell auf, denn durch die Ex-Post-Ermittlung werden das volkswirtschaftliche Risiko einer Überförderung durch einen dauerhaft zu niedrig angesetzten Wertigkeitsfaktor und gleichzeitig das Preisrisiko des Vermarkters deutlich reduziert. Dessen ungeachtet sieht der BDEW jedoch Nachbesserungsbedarf in Hinblick auf die Berücksichtigung von Fahrplannerfüllungskosten für dargebotsunabhängige Energieträger bei der Ausgestaltung der Profilservicekomponente, da der von FraunhoferISI hier angesetzte Wert in Höhe von 0 €/MWh aus Sicht des BDEW auch von sehr effizienten Vermarktern nicht realisiert werden kann und somit zu niedrig ist.

Auch vor dem Hintergrund, dass die Marktintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien effizient erfolgen und mittelfristig zu einer Dämpfung der EEG-Differenzkosten führen sollte, muss jedoch – zumindest innerhalb einer befristeten Einführungsphase – berücksichtigt und in Kauf genommen werden, dass die von den ÜNB erzielbaren Skaleneffekte bei kleineren Portfolien voraussichtlich nicht zu realisieren sind. Dennoch rät der BDEW mit Blick auf die Handelsanbindungskosten, von einer Ausgestaltung der Handelskomponente in Abhängigkeit von der Portfoliogröße der Vermarkter abzusehen, weil die Komplexität des Modells dadurch stark zunehmen würde und dem Bedürfnis nach Erprobungsmöglichkeiten der Vermarkter bereits durch den von FraunhoferISI vorgesehenen Einführungsbonus Rechnung getragen wird.

Die von FraunhoferISI vorgesehenen Einführungsboni im Zusammenhang mit der Profilservicekomponente und der Handelskomponente, die ein Kennenlernen des neuen Vermarktungsmodells zu vertretbaren Kosten ermöglichen, sowie die Zusammenfassung beider Komponenten zu einem Gesamtwert, der so genannten Managementprämie, sind zu begrüßen.

¹ BDEW-Umsetzungsvorschlag zur Marktintegration Erneuerbarer Energien, entwickelt auf der Grundlage des von FraunhoferISI vorgeschlagenen Fördersystems mit gleitender Marktprämie für die Vermarktung von EEG-Strom („Marktprämienmodell“) (14. Juli 2010)

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die von Fraunhofer ISI gewählte neue Systematik der Parametrisierung – vorstehend genannte Nachbesserungen vorausgesetzt – grundsätzlich geeignet ist, mit annähernder Kostenneutralität zum EEG-Wälzungsmechanismus ein breites Spektrum an Energieträgern in das Marktprämienmodell zu integrieren.

Inwieweit sich das Marktprämienmodell dann tatsächlich im Markt etablieren lässt, hängt neben den Parametern des Modells allerdings auch von weiteren äußeren Randbedingungen – nicht zuletzt auch von den sich am Markt einstellenden Preisvolatilitäten – ab. Der BDEW regt daher an, nicht nur ein engmaschiges Monitoring der Parameter im Marktprämienmodell vorzusehen, sondern auch bereits bestehende weitere Optionen zur Direktvermarktung (wie z.B. das Grünstromprivileg) zumindest solange aufrecht zu erhalten, bis die Implementierung des Marktprämienmodells – nach Abschluss einer mehrjährigen Erprobungsphase – eine fundierte Bewertung zulässt und das Marktprämienmodell einen relevanten Beitrag zu einer effizienten Marktintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien leistet.

Darüber hinaus regt der BDEW die Einrichtung einer Arbeitsgruppe mit Vertretern der Verbände, der BNetzA und des BMU an, welche den Prozess für eine erfolgreiche Einführung des Marktprämienmodells aufsetzt.

Bewertung des weiterentwickelten Fördersystems im Einzelnen

Grundsätzlicher Aufbau des Marktprämienmodells

Jede Vermarktung Erneuerbarer Energien muss letztlich drei zentrale Kenngrößen berücksichtigen. Dies sind der Marktwert der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, die Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern und die Kosten für die Handelsabwicklung.

Im EEG-Wälzungsmechanismus nimmt der Übertragungsnetzbetreiber die Strommengen aus Erneuerbaren Energien gegen Zahlung der Einspeisevergütung auf. Anschließend vermarktet er diese Strommengen an der Strombörse und erzielt dort den jeweiligen Marktwert. Dabei fallen auch beim Übertragungsnetzbetreiber Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern und Kosten für die Handelsabwicklung an.

Im Marktprämienmodell tritt ein beliebiger Vermarkter bzw. Anlagenbetreiber an die Stelle des Übertragungsnetzbetreibers. Auch im Rahmen seiner Vermarktung fallen Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern und Kosten für die Handelsabwicklung an.

Zentrales Hemmnis für die Marktintegration Erneuerbarer Energien ist allerdings, dass das durchschnittliche Marktpreisniveau über das Jahr gesehen niedriger liegt als die meisten EEG-Einspeisevergütungssätze. Damit die Wirtschaftlichkeit von EE-Anlagen weiterhin besteht, muss deshalb im Rahmen einer „freien“ Vermarktung durch die Anlagenbetreiber oder durch von diesen beauftragte Stromhändler beim derzeit aktuellen Marktpreisniveau weiterhin eine Förderung erfolgen. Die Differenz zwischen der EEG-Vergütung und einem durchschnittlich zu erwartenden Markterlös wird im Marktprämienmodell durch die Marktprämie ausgegli-

chen. In der Folge wird der Erzeuger angereizt, seinen Strom möglichst dann einzuspeisen, wenn der von ihm erzielbare Erlös oberhalb dieses Durchschnittes liegt. Dies ist immer dann der Fall, wenn eine ausreichend hohe Nachfrage besteht.

Entscheidend für die Frage, ob bei annähernder Kostenneutralität zum EEG-Wälzungsmechanismus ein breites Spektrum von Energieträgern in das Marktprämienmodell einsteigt, ist folglich die Ausgestaltung der Faktoren

- Marktwert / Wertigkeitsfaktor
- Handelskomponente
- Profilservicekomponente.

Im Folgenden werden die von FraunhoferISI im Rahmen ihrer im Januar 2011 vorgelegten Ausarbeitung „Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung – Bestimmung der Parameter des Modells der gleitende Marktprämie“ vorgeschlagenen Faktoren im Einzelnen diskutiert und bewertet.

Der BDEW begrüßt grundsätzlich das von FraunhoferISI verfolgte Ziel, den Aufbau und die Umsetzung des Marktprämienmodells nicht nur zu vereinfachen, sondern – zumindest mittelfristig – auch Kostenneutralität zum derzeitigen Wälzungsmechanismus anzustreben.

Marktprämie / Wertigkeitsfaktoren

Ein zentraler Kritikpunkt am Marktprämienmodell in der ursprünglich von FraunhoferISI vorgelegten Ausgestaltung ist die Unsicherheit bei der ex ante vorgesehenen Bestimmung der Wertigkeitsfaktoren für dargebotsabhängige Energieträger. Die Folge eines im Vorfeld zu niedrig angesetzten Wertigkeitsfaktors wäre eine im Vergleich zur EEG-Vergütung zu hohe Marktprämie. Die Folge eines zu hoch angesetzten Wertigkeitsfaktors wäre hingegen eine zu niedrig angesetzte Marktprämie, in deren Folge das Modell wegen nicht auskömmlicher Ertragsmöglichkeiten nicht angewendet würde.

Der BDEW teilt die Auffassung von FraunhoferISI, dass das Risiko einer Über- bzw. Unterbewertung durch die Ex-Post-Bestimmung des Wertigkeitsfaktors für dargebotsabhängige Energieträger deutlich reduziert werden kann. So schlägt FraunhoferISI vor, auf Basis der Ist-Werte der Einspeisung aller deutschen Windenergieanlagen durch die BNetzA nach Ablauf eines Monats den relativen Wert der bundesdeutschen Windeinspeisung zu bestimmen. Gleiches müsste auch für die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen erfolgen. Diese relativen Werte würden als Grundlage zur Berechnung der Marktprämie für den vorangegangenen Monat angewendet werden. Für den Vermarkter bliebe somit lediglich das Risiko, dass das eigene Profil nicht die Wertigkeit der Summenganglinie des ÜNB erreicht.

Einerseits ist diese Maßnahme geeignet, das Risiko des Vermarkters zu reduzieren, dass der von ihm zu vermarktende Strom aufgrund ungünstiger Wetterlagen den erforderlichen Wert nicht erreicht. Andererseits wird auch das volkswirtschaftliche Risiko einer Überförderung durch einen dauerhaft zu niedrig angesetzten Wertigkeitsfaktor gemindert.

Vor dem Hintergrund, dass die Einspeisedaten der über das Marktprämienmodell vermarkteten Strommengen der BNetzA bzw. den ÜNB – zumindest zeitnah – nicht bekannt sind, regt der BDEW an, statt dessen zunächst hilfsweise auf die Einspeisedaten der im EEG verbliebenen Anlagen zurückzugreifen. Mittelfristig ist aus Sicht des BDEW ein entsprechendes Meldesystem zu errichten.

Handelskomponente

Im Rahmen des ersten Vorschlags zum Marktprämienmodell hatte FraunhoferISI 2,5 €/MWh für regelbare Anlagen und 3,0 €/MWh für dargebotsabhängige Einspeisungen als Handelsprämie (für Marktzugang, Transaktionskosten, Personalkosten, Kosten für Technik und Büros) vorgesehen. Insbesondere bei der Berücksichtigung der Handelsanbindungskosten gilt, dass eine großzügigere Gestaltung der Parameter auch kleineren Akteuren die Nutzung des Marktprämienmodells ermöglicht. Andererseits erhöhen sich damit auch die Kosten des Modells.

Im Rahmen der Neuparametrisierung des Marktprämienmodells schlägt FraunhoferISI nun für die dargebotsabhängigen Energieträger Wind und Photovoltaik eine Basisvergütung für die Handelsanbindungskosten in Höhe von 1 €/MWh, für alle übrigen Energieträger in Höhe von 0 €/MWh vor. Diese Werte werden allerdings durch einen befristeten Einführungsbonus, der bis 2015 schrittweise abgeschmolzen wird, zunächst angehoben. Tendenziell und mittelfristig verstärkt die Gewährung dieser gegenüber dem ursprünglichen Vorschlag deutlich reduzierten Handelskomponente den Anreiz zur Bildung größerer Portfolien im Marktprämienmodell zur Nutzung von Skaleneffekten.

Aus Sicht des BDEW sind jedoch insbesondere im Hinblick auf regelbare Energieträger die durch die Neuparametrisierung des Marktprämienmodells angesetzten Handelsanbindungskosten zu niedrig kalkuliert. Deren Integration in das Marktprämienmodell ist jedoch von zentraler Bedeutung für die Hebung der Potenziale bedarfsgerechter Erzeugung durch Erneuerbarer Energien. Neben der klassischen Termin- und Spotmarktauktion muss auch im Rahmen der Vermarktung von Strom aus Biomasse und Wasserkraft eine 7-Tage/24h-Bereitschaft zur Verfügung stehen, um bei ungeplanten Ausfällen kurzfristig (Intraday) agieren zu können. In diesem Zusammenhang ist auch die Vorhaltung eines Intraday-Geschäftes im Rahmen der Biomassevermarktung erforderlich – wenngleich die Kosten hierfür deutlich kleiner als bei der Vermarktung von Windstrom liegen. Der BDEW schlägt aus diesem Grund die Gewährung einer Handelskomponente in Höhe der halben Handelskomponente von Wind vor (0,5 ct/kWh).

Nach Auffassung des BDEW sollte die Handelskomponente generell so ausgestaltet werden, dass zum einen zahlreiche Unternehmen die Vermarktung aufnehmen und zum anderen Mindestportfoliogrößen angestrebt werden, um Synergien zu nutzen. Die von FraunhoferISI in diesem Zusammenhang zwar thematisierte, letztlich jedoch nicht weiter verfolgte Ausgestaltung der Handelskomponente in Abhängigkeit von der Portfoliogröße würde zwar auch Vermarkter mit kleineren Portfolien befähigen, EEG-Strommengen über das Marktprämienmodell zu vermarkten. Andererseits würde diese Herangehensweise aber die Komplexität des Mo-

dells weiter steigern und den Abwicklungsaufwand erhöhen. Nicht zuletzt wird dem Bedürfnis nach Erprobungsmöglichkeiten bereits durch die Berücksichtigung von Einführungsboni Rechnung getragen. Vor diesem Hintergrund rät auch der BDEW von einer Ausgestaltung der Handelskomponente in Abhängigkeit von der Portfoliogröße der Vermarkter ab.

Profilservicekomponente

Ein weiterer zentraler Aspekt bei der Vermarktung von Strommengen aus Erneuerbaren Energien ist der Ausgleich von Prognosefehlern. Im ursprünglichen Vorschlag zum Marktprämienmodell sah FraunhoferISI für regelbare Energieträger wie Biomasse, Wasserkraft, Gase und Geothermie Fahrplanerfüllungskosten in Höhe von 2,5 % des ungewichteten Börsendurchschnittspreises, für die dargebotsabhängigen Energieträger Photovoltaik und Wind Fahrplanerfüllungskosten in Höhe von 10 % bzw. 20 % des ungewichteten Börsendurchschnittspreises vor.

Im Rahmen der neuen Parametrisierung schlägt FraunhoferISI eine Orientierung der Profilservicekomponente (Fahrplanerfüllungskosten) für die dargebotsabhängigen Energieträger Photovoltaik und Wind an den Profilservicekosten vor, die von den ÜNB im Rahmen des Wälzungsmechanismus zu Grunde gelegt werden. Der BDEW gibt hierbei aber zu bedenken, dass die aus den Berechnungen der EEG-Umlage herangezogenen Profilservicekosten auf Schätzungen der BNetzA zurückgehen und somit einer nachvollziehbaren Datengrundlage entbehren. Zudem stellt sich das Problem, dass die Profilservicekosten im Rahmen der Bestimmung der EEG-Umlage nicht separat für einzelne Energieträger ermittelt, sondern als Gesamtsumme festgelegt werden. Eine Differenzierung in einzelne Energieträgern erfolgt hier nicht.

FraunhoferISI behilft sich im Rahmen der neuen Parametrisierung zunächst mit der Annahme, dass die Fahrplanerfüllungskosten für dargebotsunabhängige Energieträger und Wasserkraft zu vernachlässigen seien. Aus Sicht des BDEW sind Fahrplanerfüllungskosten für Bioenergie und Wasserkraft in Höhe von 0 € jedoch nicht realistisch. Allein die Kosten für die Reserve (insbesondere Leistungskosten fallen an, unabhängig davon, ob die Reserve abgerufen wird) betragen 1 € je MWh. Fahrplanerfüllungskosten in Höhe von 0 €/MWh würden zudem bedeuten, dass keinerlei Abweichungen bei der Fahrplanerfüllung auftreten und die hierfür erforderlichen (sehr guten) Prognosen kostenlos wären. Aus diesem Grund hält der BDEW den im ursprünglichen Vorschlag gewählten Ansatz (2,5 % des Marktpreisindikators) für realistischer. Geht man beispielsweise von einem ungewichteten Börsendurchschnittspreis in Höhe von 60 €/MWh aus, würde die Profilservicekomponente statt 0 €/MWh 1,5 €/MWh betragen. Vor diesem Hintergrund ist die Aufteilung der den ÜNB seitens der BNetzA für alle Energieträger zugestandenen Profilservicekosten beim MPM nicht ausschließlich den Energieträgern Wind und PV zuzuordnen.

FraunhoferISI geht im Rahmen der neuen Parametrisierung des Weiteren davon aus, dass sich die im EEG-Wälzungsmechanismus anfallenden Profilservicekosten gleichmäßig auf Photovoltaik und Wind verteilen. Im Rahmen der Prognose der EEG-Kosten wurde von der BNetzA für das Kalenderjahr 2011 ein Wert von 412,2 Mio. Euro und für das Kalenderjahr 2010 ein Wert von 379,5 Mio. Euro zu Grunde gelegt. Bezogen auf die jeweilige Energiemenge aus Wind und Photovoltaik von 71,4 TWh in 2011 (bzw. 56,7 TWh in 2010) ergibt sich daraus für 2010 ein spezifischer Wert von etwa 6,7 €/MWh, für 2011 dagegen nur noch von 5,8 €/MWh. In Erman-

gelung einer nachvollziehbaren Datengrundlage und vor dem Hintergrund, dass die Profilservicekosten im Wälzungsmechanismus nicht für jeden Energieträger separat ausgewiesen werden, kann die von FraunhoferISI vorgenommene gleichmäßige Behandlung von Strom aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen ein erster Ansatz sein.

Vor diesem Hintergrund begrüßt der BDEW den Vorschlag von FraunhoferISI, die im Rahmen des Marktprämienmodells gewährten Profilservicekosten einer regelmäßigen Überprüfung und Anpassung zu unterziehen. Auf diese Weise wird zudem gewährleistet, dass Änderungen des Strompreises Berücksichtigung bei den Fahrplanerfüllungskosten im Rahmen der Profilservicekomponente berücksichtigt werden.

Einführungsboni (zusätzlich zur Profilservicekomponente und zur Handelsanbindungskomponente)

Aus Sicht des BDEW sollte die Marktintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien das grundsätzlich anzustrebende Ziel sein, sofern diese effizient erfolgt und mittelfristig auch zu einer Dämpfung der EEG-Differenzkosten führt.

Unabhängig vom jeweiligen Instrument ist jedoch eine von Beginn vollständig kostenneutrale Marktintegration oder gar eine Kostendämpfung an nicht zu erwarten. Nur im Zuge eines sich entwickelnden Wettbewerbs kann es nach Eintreten entsprechender Lerneffekte im Umgang mit der Vermarktung von EEG-Strom zu einer Dämpfung der EEG-Differenzkosten kommen.

Vor diesem Hintergrund begrüßt der BDEW auch ausdrücklich die von FraunhoferISI im Zusammenhang mit einer Einführung des Marktprämienmodells vorgesehene Implementierung von befristeten, über den Zeitraum von vier Jahren abschmelzenden Einführungsboni, da diese – zu insgesamt vertretbaren Kosten – interessierten Marktteilnehmern das Erlernen des Umgangs mit diesem neuen Vermarktungsmodell erleichtern.

Ansprechpartner:

Stefan Thimm
Telefon: +49 30 300199-1310
stefan.thimm@bdeu.de