



Bundesnetzagentur

Evaluierungsbericht

der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

zur
Ausgleichsmechanismusverordnung

Bonn, März 2012

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	4
Abbildungsverzeichnis	5
Abkürzungsverzeichnis	7
Zusammenfassung	8
1 Einführung: Vorlage des Berichts i. S. d. § 9 AusglMechV	12
1.1 Hintergrund	12
1.2 Evaluierung und Struktur	12
2 Effekte der AusglMechV	14
2.1 Auswirkungen auf den fünfstufigen Wälzungsmechanismus	14
2.2 Ermittlung der EEG-Umlage	16
2.2.1 Prognose des zu wälzenden Betrags	16
2.2.2 Ermittlung des EEG-umlagepflichtigen Letztverbraucherabsatzes.....	17
2.2.3 Tatsächliche und prognostizierte Entwicklung der EEG-Umlage 2010 bis 2013	18
2.2.4 Effekte der Privilegierungsregelungen auf die EEG-Umlage	21
2.3 Effekte auf die Tätigkeiten der ÜNB.....	22
2.3.1 Vermarktung des EEG-Stroms	22
2.3.2 EEG-Bilanzkreisführung.....	23
2.3.3 EEG-Kontoführung und Liquiditätsschwankungen.....	26
2.3.4 Kosten der EEG-Vermarktung und administrative Kosten der EEG-Kontoführung	29
2.3.5 Anreizkomponente und EEG-Bonus	35
2.4 Effekte auf den Stromhandel und die Börse	36
2.4.1 Auswirkungen auf den vortäglichen Handel.....	38
2.4.1.1 Entwicklung des Handelsvolumens	38
2.4.1.2 Entwicklung der Preise	39
2.4.1.3 Merit-Order-Effekt.....	39
2.4.1.4 Volatilität und Preisdifferenz zwischen Spitzen- und Grundlaststrompreisen	40

2.4.1.5	Auftreten negativer Preise	43
2.4.2	Auswirkungen auf den untertäglichen Handel.....	47
2.4.2.1	Entwicklung des Handelsvolumens	48
2.4.3	Entwicklung der Preise	49
2.4.4	Fazit zu den Effekten auf den Stromhandel und die Börse	50
2.5	Effekte für Stromlieferanten	50
2.6	Effekte für Verbraucher.....	51
3	Option der Drittvermarktung von EEG-Strom	53
3.1	Rechtlicher Rahmen und Prämissen bei der Konzeption der Drittvermarktung	53
3.2	Beschränkte Potentiale einer Drittvermarktung.....	56
3.2.1	Mögliche Potentiale zur Steigerung der Systemeffizienz	56
3.2.1.1	Ausweitung der Vermarktungsoptionen.....	56
3.2.1.2	Ausnutzung des Portfolioeffekts	58
3.2.1.3	Verbesserung der Prognosegüte.....	58
3.2.2	Negative Effizienzwirkungen.....	59
3.2.2.1	Ausschreibungs- und Transaktionskosten.....	60
3.2.2.2	Ineffizienzen durch Aufspaltung der Risiken.....	60
3.3	Effekte einer Drittvermarktung auf die EEG-Umlage	61
3.4	Drittvermarktung unter ordnungspolitischen Gesichtspunkten.....	62
3.4.1	Wettbewerbseffekte	62
3.4.2	Auswirkungen auf die Transparenz	65
3.5	Mögliche Modellausgestaltung einer Drittvermarktung	65
4	Weiterentwicklung des Ausgleichsmechanismus im Rahmen der Vermarktungstätigkeit der ÜNB	69
4.1	Abschaffung der physikalischen Rückabwicklung zwischen VNB und ÜNB.....	69
4.2	Bedarf und Entwicklung weiterer Flexibilitätsprodukte	69
4.3	Vermarktung der Grünstromeigenschaft zugunsten der EEG- Umlage	70
4.4	Abschaffung der PV-Bandwalzung	71
4.5	Einführung eines zentralen Anlagenregisters	72

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Installierte Leistung von neu angeschlossenen EEG-Anlagen im Jahr 2009 (EEG-Neuzugänge 2009).....	25
Tabelle 2	Minimalpreise, Anzahl der Stunden mit negativen Preisen im Vortageshandel in den Jahren 2008 bis 2011 (Quelle: EPEX Spot)	44
Tabelle 3	Vergleich des Gebotsverhaltens am 26.12.2009 und 27.02.2010 (Quelle: EPEX Spot Präsentation Drescher vom 12.Juli im Rahmen der Veranstaltung „Eineinhalb Jahre Strom an der Börse“).....	45
Tabelle 4	Preisindikatoren des untertäglichen Handel 2008 bis 2011	49
Tabelle 5	Unterschiede der Vermarktungsformen	55

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Schematische Darstellung des fünfstufigen EEG-Wälzungsmechanismus	14
Abbildung 2	Entwicklung EEG-Umlage von 2010 bis 2012 sowie Ausblick auf die mögliche Bandbreite der EEG-Umlage im Jahr 2013.....	18
Abbildung 3	Darstellung der Entwicklung der Komponenten der EEG-Umlage von 2010 bis 2012 sowie der möglichen Bandbreite der EEG-Umlage im Jahr 2013.....	20
Abbildung 4	Entwicklung des EEG-Kontos von Januar 2010 bis Dezember 2011	28
Abbildung 5	Entwicklung der EEG-Vermarktungskosten und der administrativen Kosten der EEG-Kontoführung (vormals EEG-Veredelungskosten) von 2008 bis 2012.....	31
Abbildung 6	Spezifische Kosten der EEG-Vermarktung und der EEG-Kontoführung (vormals EEG-Veredelungskosten) von 2008 bis 2012	33
Abbildung 7	Vergleich der für 2011 erwarteten spezifischen EEG-Vermarktungskosten und Kosten der administrativen Kontoführung mit den 2012 und 2013 geltenden Sätzen der Managementprämie	34
Abbildung 8	Entwicklung Auktionsvolumen und Preise (Baseload) im Vortagshandel der EPEX Spot DE/AU zwischen Januar 2009 und Mai 2011 (Quelle: EPEX Spot).....	38
Abbildung 9	Entwicklung der Volatilität – Standardabweichung der prozentualen wöchentlichen Preisabweichungen Day Ahead vom 04.01.2008 bis 16.06.2011 (Quelle: EPEX Spot)	41
Abbildung 10	Unterschied der Spitzenlast-/Schwachlastpreise im Strom-Spotmarkt Deutschland bzw. Frankreich zw. 2008 und 2011 in Prozent, quartalsweise Mittelwerte (Quelle: ENBW Trading)	42

Abbildung 11	Einfluss der Solarstromproduktion auf die Preisdifferenz zwischen Peak/Off-Peak Preis (Quelle: EPEX Spot Präsentation Drescher vom 12.Juli im Rahmen der Veranstaltung „Eineinhalb Jahre Strom an der Börse“)	42
Abbildung 12	Entwicklung Auktionsvolumen und Preise im Intraday-Handel der EPEX Spot DE zwischen September 2008 und November 2011 (Quelle: EPEX Spot).....	48
Abbildung 13	Zentrale Design-Dimensionen eines Drittvermarktungsmodells und Bandbreite der jeweiligen Ausgestaltung (Quelle: Gutachten frontier).....	66

Abkürzungsverzeichnis

AusglMechAV	Ausgleichsmechanismusausführungsverordnung
AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EPEX Spot	European Power Exchange
EURIBOR	Euro Interbank Offered Rate
EVU	Energieversorgungsunternehmen / Stromlieferanten
HoBA	Horizontaler Belastungsausgleich
OTC	Over the counter
PV	Photovoltaik
SDL	Systemdienstleistungen
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilernetzbetreiber

Zusammenfassung

Mit diesem Bericht legt die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur) dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) eine Evaluierung und Vorschläge zur weiteren Ausgestaltung des Ausgleichsmechanismus der Erneuerbaren Energien nach § 9 der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) vor.

Die Abschaffung der EEG-Bandveredelung und der physikalischen Wälzung an die Stromlieferanten durch die AusglMechV hat die EEG-Vermarktungskosten deutlich vermindert. Gleichzeitig wurde durch die ausschließliche Vermarktung des EEG-Stroms am Spotmarkt die Liquidität deutlich gestärkt. Die Umstellung des Systems führte auch nicht zu signifikanten Marktpreisverzerrungen. Insgesamt hat sich die Transparenz bei der Vermarktung der EEG-Strommengen durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) wesentlich erhöht.

Die Bundesnetzagentur verfolgt die zunehmende Reduktion des EEG-umlagepflichtigen Letztverbrauchs aufgrund der Ausweitung der Privilegierungsregelungen mit Sorge. Die aktuellen Regelungen implizieren, dass die privilegierten Unternehmen im Jahr 2012 zwar 18 Prozent des Gesamtstromverbrauches verursachen, aber lediglich 0,3 Prozent des gesamten Umlagebetrags tragen. Es gilt, zukünftig die richtige Balance zwischen der notwendigen Entlastung der stromintensiven Industrie und der Belastung für kleine und mittlere Unternehmen sowie der Haushaltskunden zu finden.

Als Möglichkeit zur Weiterentwicklung des EEG-Ausgleichsmechanismus hat die Bundesnetzagentur mit gutachterlicher Unterstützung und Konsultation des Marktes, die Übertragung der Vermarktungstätigkeit von den ÜNB auf andere Marktakteure, die sogenannte Drittvermarktung, untersucht.

Nach Abwägen der Potentiale einer Drittvermarktung steht die Bundesnetzagentur diesem Konzept aus heutiger Sicht zurückhaltend gegenüber. Die Direktvermarktung ist der Drittvermarktung wegen der Möglichkeit der direkten Anlagensteuerung und der Reaktion auf Marktpreissignale eindeutig vorzugswürdig. Durch die mit Beginn des Jahres 2012 neu eingeführte Marktprämie erhöht sich die Attraktivität der Direktvermarktung deutlich und es ist mit einem erheblichen Anstieg dieser Vermarktungsform zu rechnen. Daher sollte jedenfalls vermieden werden, die Umsetzung der Direktvermarktung durch die parallele Einführung eines konkurrierenden Drittvermarktungssystems zu erschweren.

Im Rahmen der von der Bundesnetzagentur durchgeführten Analyse der Potentiale der Drittvermarktung wurden als wesentliche Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung

- die Ausweitung der Vermarktung des EEG-Stroms auf Terminmärkte,
- das Ausnutzen eines Portfolioeffektes, i. S. der Einbindung der EEG-Erzeugung in ein bereits vorhandenes (konventionelles) Erzeugungs- und Beschaffungsportfolio sowie
- die Verbesserung der Prognosegüte untersucht.

Weder durch die gutachterliche Analyse noch im Rahmen des Konsultationsprozesses konnte der Nachweis zusätzlicher Erlöse bei Nutzung der Terminmärkte konkret erbracht werden. Eine systematische (insbesondere für die EEG-Vermarktung erlössteigernde) Abweichung von Terminmarktpreisen zu Spotmarktpreisen konnte nicht belegt werden. Aus Sicht der Bundesnetzagentur weisen auch der Portfolioeffekt und die Möglichkeit der Verbesserung der Prognosegüte nur relativ geringe Potentiale zur Hebung einer volkswirtschaftlichen Gesamtsystemeffizienz auf.

Demgegenüber ist aber mit unerwünschten negativen Effizienzwirkungen zu rechnen. Die mögliche Einführung einer Drittvermarktung würde vermutlich zusätzliche Ausschreibungskosten und eine Steigerung der Transaktionskosten mit sich bringen. Darüber hinaus könnte die mögliche Aufspaltung von Risiken, die derzeit vollständig bei den ÜNB liegen, zu einer Verteuerung des Gesamtsystems führen. Mit dem Drittvermarkter würde auch ein weiterer Akteur innerhalb der EEG-Vermarktungskette eingeführt. Die ÜNB sind nach der AusglMechV und dem EEG zur Erbringung der Vermarktungsdienstleistung lediglich unter Erstattung der ihnen daraus resultierenden Kosten verpflichtet. Den Drittvermarktern hingegen müsste grundsätzlich ein monetärer Anreiz geboten werden, um die Kosten und Risiken der EEG-Vermarktung zu übernehmen.

Eine Quantifizierung und damit eine eindeutige Abwägung der positiven und negativen Effekte ist bis dato nicht möglich. Allerdings geben die aufgeführten Aspekte in qualitativer Hinsicht keinen eindeutigen Beleg, dass ein mögliches Modell der Drittvermarktung gegenüber dem heutigen System der Vermarktung durch die ÜNB signifikante Vorteile aufweisen würde.

Die EEG-Umlage sollte durch die Einführung einer Drittvermarktung nicht steigen. Im Idealfall sollte die EEG-Umlage nach Einführung der Drittvermarktung sogar sinken und damit die Verbraucher von der Drittvermarktung profitieren. Diese Ziele können durch die Drittvermarktung nicht sicher gewährleistet werden.

Die Bundesnetzagentur hat darüber hinaus folgende Ansatzpunkte für weitere Optimierungspotentiale im bestehenden System der ausschließlichen Vermarktung des EEG-Stroms durch die ÜNB identifiziert:

Abschaffung der physikalischen Rückabwicklung zwischen Verteilernetzbetreibern (VNB) und Übertragungsnetzbetreibern:

Zur Korrektur der Abschlagslieferungen im Zuge der Jahresendabrechnung sind bislang immer noch physikalische Korrekturlieferungen zwischen den VNB und den ÜNB vorgesehen. Dies führt zu unnötigem operativen Aufwand und Kosten und sollte durch einen rein finanziellen Ausgleich ersetzt werden.

Bedarf und Einführung weiterer Flexibilitätsprodukte:

Zur effizienten Integration der stark fluktuierenden Erneuerbaren Energien in die Strommärkte ist mehr Flexibilität notwendig und es bedarf kleinteiligerer Produkte als der vorhandenen Stundenprodukte an den Spotmärkten. Die Einführung von sogenannten Viertelstundenprodukten durch die EPEX Spot im Dezember 2011 wird als ein erster Schritt zur notwendigen Flexibilisierung begrüßt. Der Bedarf zur Entwicklung weiterer Flexibilitätsprodukte sollte geprüft werden. Für die nahe Zukunft wird es wichtig sein, die weitere Kopplung der europäischen Märkte auch im Intraday-Bereich voranzutreiben und die Liquidität bei kurzfristigen Produkten auch durch stärkere Anreize bei der Ausgleichsenergiebepreisung zu erhöhen.

Vermarktung der Grünstromeigenschaft zugunsten der EEG-Umlage:

Im Zuge der börslichen EEG-Vermarktung wird die „grüne“ Identität des EEG-Stroms nicht vermarktet, sondern im Rahmen der Stromkennzeichnung gegenüber den EEG-Umlagezahlenden Letztverbrauchern ausgewiesen. Derzeit wird im Markt diskutiert, ob die Grünstromeigenschaft des EEG-Stroms gesondert vermarktet werden soll. Die Bundesnetzagentur beobachtet diese Entwicklung mit Interesse und hält einen solchen Ansatz, sofern er mit den geltenden beziehungsweise den künftigen gesetzlichen Rahmenbedingungen in Einklang zu bringen ist und zu einer spürbaren Entlastung der EEG-Umlage beitragen kann, für eine sinnvolle Option.

Abschaffung der PV-Bandwälzung:

Die Bundesnetzagentur empfiehlt die Einführung einer verbindlichen Regelung für die Lieferung von PV-Strom über die Nutzung von Prognoseverfahren (tagesparameterabhängigen Einspeiseprofile und Standardeinspeiseprofile) bei nicht lastgangemessenen PV-Anlagen von den VNB an die ÜNB. Aufgrund des großen Einflusses auf den EEG-Bilanzkreis der Einspeisung von dargebotsabhängigen EEG-Anlagen muss sich sowohl in der Weiterleitung als

auch in der Abrechnung u.a. im horizontalen Belastungsausgleich die tatsächliche Einspeisung abbilden. Die ÜNB haben hierzu bereits mit den entsprechenden Umsetzungsschritten begonnen.

Einführung eines zentralen Anlagenregisters:

Die börsliche Vermarktung der EEG-Mengen und die Bestimmung der EEG-Umlage wird durch einen kurzfristig lediglich ungenau verfügbaren Datenbestand in Bezug auf die installierte EEG-Leistung unnötig erschwert. Durch die Bündelung der Informationsbereitstellung in dem bereits in § 64e EEG skizzierten Anlagenregister könnten zudem zukünftig verschiedene Pflichten zur Datenbereitstellung entfallen.

1 Einführung: Vorlage des Berichts i. S. d. § 9 AusglMechV

Die Bundesnetzagentur legt dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie diesen Bericht mit einer Evaluierung und Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung des Ausgleichsmechanismus der Erneuerbaren Energien nach § 9 AusglMechV vor.

1.1 Hintergrund

Mit dem Erlass der AusglMechV vom 27. Mai 2009 nahm die Bundesregierung auf Grundlage des § 64 Abs. 3 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) einen Paradigmenwechsel im Bereich der bundesweiten Wälzung der EEG-Energie und deren Vergütung vor. Vormalig wurden die EEG-Mengen in einem mehrstufigen System physikalisch vom Anlagenbetreiber bis zu den Energieversorgungsunternehmen (EVU) durchgeleitet. Die EVU mussten den EEG-Strom gemäß der EEG-Quote abnehmen und vergüten. Die Verordnung rückt nunmehr auf der Stufe zwischen ÜNB und EVU von dem Mechanismus der physikalischen Wälzung und den damit einhergehenden konstanten, veredelten EEG-Monatsbändern ab.

Die EEG-Mengen verbleiben nach dem geänderten System bei den ÜNB, welche verpflichtet sind, sie ausschließlich auf dem vortäglichen (Day Ahead) oder untertäglichen (Intraday) Spotmarkt einer Strombörse zu vermarkten. Da die an der Börse zu erzielenden Einnahmen der ÜNB gegenüber ihren im Rahmen des gesetzlichen EEG-Vergütungssystems festgelegten Ausgaben regelmäßig zurückstehen, ist den ÜNB dieser Differenzbetrag durch die EVU in Form der bundesweit einheitlichen EEG-Umlage zu erstatten.

Um eine möglichst effiziente und transparente Vermarktung sicherzustellen und gleichzeitig den ÜNB die notwendige Rechts- und Kostensicherheit zu verschaffen, bedurfte das neu geschaffene Vermarktungssystem weiterer Ausführungsregelungen. Aus diesem Grunde hat die Bundesnetzagentur sehr zeitnah zum Erlass der AusglMechV im Februar 2010 die Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechAV) erlassen.

1.2 Evaluierung und Struktur

Mit der Änderung des Ausgleichsmechanismus wurden eine erhöhte Systemeffizienz, die Verringerung der Kosten aller Parteien gegenüber dem ursprünglichen Wälzungsmechanismus, ins-

besondere die Verringerung der Netzentgelte und die Minimierung der Risiken für alle Vertriebsunternehmen angestrebt.¹

Um diese Ziele konsequent zu verfolgen, ist im Zuge der in § 9 AusglMechV statuierten Evaluierung durch die Bundesnetzagentur nicht nur vorgesehen den Ausgleichsmechanismus zu analysieren und zu bewerten, sondern auch Vorschläge zur weiteren Optimierung des Ausgleichsmechanismus zu unterbreiten. Insbesondere die gesetzlich avisierte Option, die Aufgabe der Vermarktung der EEG-Mengen von den ÜNB auf neutrale Dritte zu übertragen, ist hierbei zu prüfen.

Dieser Bericht setzt sich aus drei Teilen zusammen.

Zunächst werden auf Grundlage der Erfahrungen der vergangenen zwei Jahre die Effekte der AusglMechV, insbesondere im Hinblick auf die verschiedenen Marktakteure, wie die ÜNB, die EVU und die Verbraucher sowie die Effekte auf die Strombörse und den Handel durch die Bundesnetzagentur untersucht und bewertet. Auch die Vermarktung des EEG-Stroms, die Ermittlung der EEG-Umlage und die EEG-Kontoführung werden hierbei genauer analysiert.

Der zweite Teil befasst sich gezielt mit der Frage einer möglichen Drittvermarktung des EEG-Stroms, d. h. der Vermarktung des Stroms durch eine andere Partei als die ÜNB. Die Bundesnetzagentur hat in diesem Zusammenhang das Gutachterkonsortium frontier economics und formaet services GmbH mit der Erstellung eines Gutachtens beauftragt.² Das Gutachten behandelt die Frage, welche ökonomischen Potentiale, unter Abwägung von Kosten- und Nutzenaspekten, eine Drittvermarktung entfalten kann. Darüber hinaus wurde ein denkbare Modell der Drittvermarktung entwickelt. Unter Einbeziehung der wesentlichen inhaltlichen Aspekte und Ergebnisse des Gutachtens bewertet die Bundesnetzagentur in diesem Teil des Berichts Potentiale und Ausgestaltungsformen der Drittvermarktung.

Im dritten Teil macht die Bundesnetzagentur konkrete Vorschläge, an welchen Stellen im derzeit bestehenden System der Vermarktung der EEG-Strommengen durch die ÜNB Optimierungsmöglichkeiten bestehen.

¹ Vgl. amtliche Begründung zur AusglMechV, Deutscher Bundestag, Drucksache 16/13188, insbesondere S. 9.

² Das Gutachten „Entwicklung und Bewertung von Modellen der Drittvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien“ von frontier economics und formaet services GmbH (wie folgt Gutachten frontier) ist auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht: www.bundesnetzagentur.de.

2 Effekte der AusgIMechV

Die AusgIMechV hat das System der Wälzung zwischen ÜNB, EVU und letztlich dem Verbraucher grundlegend verändert. Die Glättung des fluktuierenden EEG-Stroms zu einem Bandprodukt, welches physikalisch vom Stromlieferanten abzunehmen war, wurde durch den direkten Verkauf des EEG-Stroms durch die ÜNB an der Strombörse ersetzt. EEG-Anlagenbetreiber sowie VNB sind von den Regelungen der AusgIMechV nicht betroffen.

2.1 Auswirkungen auf den fünfstufigen Wälzungsmechanismus

Da die Erneuerbaren Energien in aller Regel noch nicht wettbewerbsfähig sind, wird die Stromproduktion aus diesen Quellen über das EEG finanziell gefördert. Um den aus Erneuerbaren Energien produzierten Strom zu den Stromverbrauchern zu bringen und gleichzeitig die mit der Energieproduktion verbundenen Kosten zu decken, wurde ein fünfstufiges Umlagesystem etabliert, welches als Wälzungs- bzw. Ausgleichsmechanismus bezeichnet wird. Dieser Mechanismus beschreibt den Weg des aus Erneuerbaren Energien produzierten Stroms und seiner Vergütung wie in Abbildung 1 dargestellt vom Anlagenbetreiber bis zum Stromverbraucher.

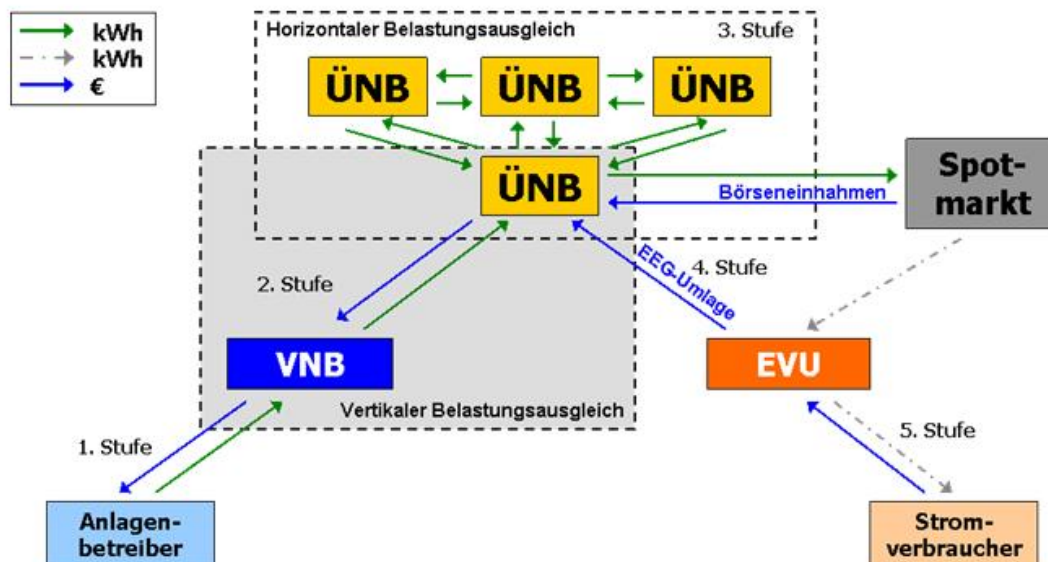


Abbildung 1 Schematische Darstellung des fünfstufigen EEG-Wälzungsmechanismus

Die erste Stufe des Wälzungsmechanismus behandelt das Verhältnis zwischen Anlagenbetreiber und VNB. Dieser ist verpflichtet, den von der Anlage produzierten Strom vorrangig abzunehmen und nach den im EEG festgeschriebenen Sätzen zu vergüten.

Der VNB leitet den EEG-Strom in der zweiten Stufe weiter an den regelzonenverantwortlichen ÜNB und erhält von diesem die an den Anlagenbetreiber gezahlte Einspeisevergütung, unter Abzug der vermiedenen Netzentgelte erstattet.

Im Rahmen der dritten Stufe erfolgt ein Ausgleich der EEG-Energiemengen und der Vergütungszahlungen zwischen den vier ÜNB, der sogenannte Horizontale Belastungsausgleich (HoBA). Es wird damit sichergestellt, dass jede Regelzone, unabhängig von der tatsächlichen direkten Einspeisung, anteilig zu dem Letztverbraucherabsatz gleichmäßig belastet wird. Regelzonen, die sich durch eine relativ hohe direkte EEG-Einspeisung einer überdurchschnittlichen Belastung ausgesetzt sehen, werden durch die unterdurchschnittlich belasteten Regelzonen entsprechend entlastet.

Bis Ende 2009 haben die ÜNB anschließend aus dem EEG-Aufkommen ihrer Regelzone ein EEG-Monatsband geformt. Dafür wurde die volatile EEG-Einspeisung durch Zu- und Verkäufe von konventionellen Strommengen an den Strommärkten in konstante Monatsbänder veredelt. Die EVU waren verpflichtet, dieses Band physikalisch abzunehmen und dafür die durchschnittliche monatliche EEG-Vergütung zu zahlen (vierte Stufe alt).

Mit Einführung der AusglMechV ging die Änderung der vierten Stufe des Wälzungsmechanismus einher. Die physikalische Wälzung an die EVU und damit einhergehend auch die Bandveredelung wurden abgeschafft. Die ÜNB sind nunmehr verpflichtet, den aufgenommenen EEG-Strom am Spotmarkt der Strombörse zu verkaufen. Da die aus dem Verkauf des Stroms an der Börse resultierenden Einnahmen in aller Regel unter der gesetzlich festgelegten Einspeisevergütung für die Anlagenbetreiber liegen, ergibt sich ein Fehlbetrag.

Zur Deckung dieses Fehlbetrags erheben die ÜNB auf der neuen vierten Stufe des Wälzungsmechanismus von allen Stromlieferanten, auf jede dem Endkunden gelieferte kWh die sogenannte EEG-Umlage.

Die fünfte Stufe bildet die Beziehung zwischen den Stromlieferanten und den von ihnen versorgten Letztverbrauchern ab. Die Stromlieferanten sind berechtigt, den Endkunden die EEG-Umlage in Rechnung zu stellen.

2.2 Ermittlung der EEG-Umlage

Die ÜNB ermitteln seit Beginn des Jahres 2010 die EEG-Umlage nach den Vorgaben der AusglMechV und AusglMechAV jeweils zum 15. Oktober des Vorjahres. Grundsätzlich berechnet sich die EEG-Umlage auf Basis der Prognose des Fehlbetrages des Folgejahres und der Verrechnung der Unter- oder Überdeckung des von den ÜNB zu führenden EEG-Kontos zum Stichtag des 30.09. des laufenden Jahres im Verhältnis zum prognostizierten nicht-privilegiertem EEG-umlagepflichtigen Letztverbraucherabsatz. Dies bedeutet, wenn die EEG-Umlage in einem Jahr zu niedrig (bzw. zu hoch) angesetzt war, fließt dieser Betrag in die Berechnung der nächsten EEG-Umlage ein und gleicht dies aus. Sie fällt entsprechend höher (bzw. niedriger) aus.

Die AusglMechV und die AusglMechAV geben konkrete Anforderungen an die Veröffentlichung der EEG-Umlage, die EEG-Kontenführung und die Nachvollziehbarkeit der EEG-Vermarktung für die Allgemeinheit vor. Die ÜNB sind verpflichtet, die Datengrundlagen, die Annahmen sowie die Rechenwege zu veröffentlichen.³

Die Bundesnetzagentur überwacht die ordnungsgemäße Ermittlung der EEG-Umlage und die Veröffentlichungspflichten durch die ÜNB.

2.2.1 Prognose des zu wälzenden Betrags

Der Betrag, der mittels der EEG-Umlage gewälzt wird, setzt sich aus der Prognose des Fehlbetrags des Folgejahres und der Verrechnung der Unter- oder Überdeckung des EEG-Kontos zum Stichtag 30. September zusammen.

Die Prognose des Fehlbetrags des Folgejahres ist gekennzeichnet durch das Verhältnis zwischen den zu erwartenden Einnahmen und Ausgaben. Die Einnahmen resultieren primär aus der Vermarktung der EEG-Energiemengen durch die ÜNB am Spotmarkt. Zu den Ausgaben zählen im Wesentlichen die EEG-Vergütungszahlungen sowie die Transaktionskosten der EEG-Vermarktung (z. B. notwendige Kosten zum Ausgleich des EEG-Bilanzkreises, der Börsenzulassung, der Handelsanbindung, der IT-Infrastruktur, für Personal und Dienstleistungen). Da die Vermarktungseinnahmen in der Regel unter der gesetzlich festgelegten Einspeisevergütung für die Anlagenbetreiber liegen, ergibt sich ein Fehlbetrag. Dieser ist als EEG-Umlage von den EVU, welche berechtigt sind, diese an ihre Endkunden weiterzureichen, zu tragen.

³ Die ÜNB veröffentlichen hierzu auf ihrer gemeinsamen Internetseite umfangreiche Informationen: <http://www.eeg-kwk.net/de/Transparenzanforderungen.htm>.

Der Differenzbetrag der Einnahmen und Ausgaben wird von den ÜNB mit Rückgriff auf gutachterliche Unterstützung unter Berücksichtigung verschiedener Parameter (insbesondere voraussichtlicher Anlagenzubau, EEG-Jahreseinspeisung, Börsenpreisentwicklung, durchschnittliche EEG-Vergütung) prognostiziert.

Darüber hinaus wird der tatsächliche EEG-Kontostand zum Stichtag 30.09. in die EEG-Umlage eingerechnet. Über diese Einpreisung wird die Unter- oder Überdeckung des EEG-Kontos ratierlich über die monatlichen EEG-Umlagezahlungen des Folgejahres abgebaut.

2.2.2 Ermittlung des EEG-umlagepflichtigen Letztverbraucherabsatzes

Der EEG-umlagepflichtige Letztverbraucherabsatz stellt bildlich gesprochen die Schultern dar, auf denen die Lasten der EEG-Förderung verteilt werden.

Der umlagepflichtige Letztverbrauch gliedert sich in zwei Teilbereiche: den regulären, d. h. nicht-privilegierten Letztverbrauch und den privilegierten Letztverbrauch. Hintergrund für den privilegierten Letztverbrauch ist eine Ausnahmeregelung für stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes und Schienenbahnen. Diese zahlen im Falle der Einhaltung der Vorgaben der §§ 40 ff. EEG, eine stark reduzierte EEG-Umlage in einem Bereich von 0,05 ct/kWh.

Neben den Privilegierungen für stromintensive Unternehmen schränken weitere Ausnahmen den Kreis der EEG-Umlage-Zahler ein. So zahlen Letztverbraucher, die nicht beliefert werden, sondern ihren Strom selbst erzeugen, nach der bisherigen Rechtslage gar keine EEG-Umlage. Mit dem EEG 2012 wird diese Befreiung von der Umlagepflicht auf Eigenerzeugung im räumlichen Zusammenhang beschränkt (§ 37 Abs. 3 Nr. 2 lit. b) EEG). Nach der Übergangsregelung sollen jedoch wohl alle Bestands-Eigenversorger weiterhin keine EEG-Umlage bezahlen.

Darüber hinaus wird nach dem EEG 2012 auch der Strombezug von Stromspeichern unter bestimmten Voraussetzungen von der Umlagepflicht befreit (§ 37 Abs. 3 Nr. 2 lit. a) EEG).

Eine weitere Ausnahmeregelung betrifft die EVU, die vom sogenannten Grünstromprivileg nach § 37 Abs. 1 EEG 2009 bzw. § 39 EEG 2012 Gebrauch machen und lediglich eine um 2 ct/kWh reduzierte EEG-Umlage zahlen müssen.

2.2.3 Tatsächliche und prognostizierte Entwicklung der EEG-Umlage 2010 bis 2013

Erstmals wurde zum 15. Oktober 2009 die EEG-Umlage 2010 von den ÜNB nach den Regeln der AusglMechV in Höhe von 2,047 ct/kWh festgesetzt. Die EEG-Umlage ist vom Jahr 2010 zum Jahr 2012 um etwa 75 Prozent auf 3,592 ct/kWh angestiegen.

Dagegen wuchs die prognostizierte EEG-Jahreseinspeisung im gleichen Zeitraum lediglich um etwa ein Viertel auf knapp 114 TWh. Zum 15. November 2011 haben die ÜNB die Entwicklung der EEG-Umlage für das Jahr 2013 in einer Bandbreite zwischen 3,66 und 4,74 ct/kWh, in einem EEG-Einspeisekorridor zwischen 125 und 144 TWh geschätzt (siehe Abbildung 2):

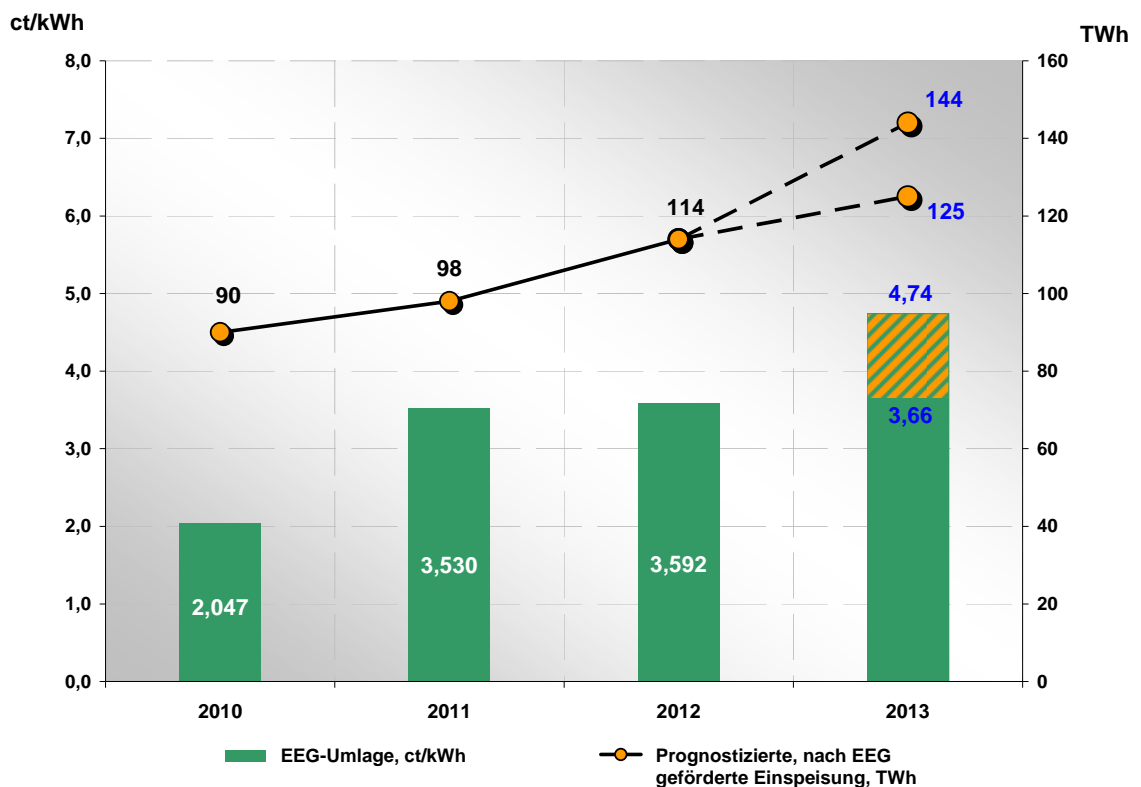


Abbildung 2 Entwicklung EEG-Umlage von 2010 bis 2012 sowie Ausblick auf die mögliche Bandbreite der EEG-Umlage im Jahr 2013

Bei der Kalkulation der EEG-Umlage 2010 floss ein prognostizierter Fehlbetrag in Höhe von 8,2 Mrd. bei einem prognostizierten nicht-privilegiertem Letztverbraucherabsatz von 401 TWh ein (siehe Abbildung 3). Eine Verrechnung einer Unter- oder Überdeckung des EEG-

Kontos konnte es in diesem Jahr systembedingt nicht geben, da entsprechende Zahlungsströme erst ab dem 01.01.2010 auf diesem Konto verbucht werden konnten. Physikalische und monetäre Abweichungen als Ergebnis der Endabrechnungen für Vorjahre wurden noch nach den Prinzipien der alten Regelungen zwischen den ÜNB, VNB und Stromlieferanten abgerechnet und flossen somit nicht als Kostenbestandteil in die Kalkulation der EEG-Umlage ein.⁴

Die EEG-Umlage für das Jahr 2011 stieg im Vergleich zum Jahr 2010 um rund 1,5 ct/kWh auf 3,53 ct/kWh sehr stark an. Als prognostizierten Fehlbetrag für das Jahr 2011 ermittelten die ÜNB einen Wert von 12,4 Mrd. Euro. Zudem musste eine zum 30.09.2010 auf dem EEG-Konto bestehende Deckungslücke von 1,1 Mrd. Euro als Nachholungsbetrag in die EEG-Umlage einkalkuliert werden. Insgesamt ergab sich damit ein Refinanzierungsbedarf für die ÜNB von rund 13,5 Mrd. Euro, bei einem für die EEG-Umlage anzulegenden Letztverbrauch von 383 TWh.

Ursächlich für den starken Anstieg der EEG-Umlage 2011 von über 70 Prozent war der erwartete deutliche Anstieg der EEG-Jahreseinspeisung. Insbesondere war in den ersten 9 Monaten des Jahres 2010 ein sehr starker Zubau an PV-Anlagen zu verzeichnen. In der Einschätzung für das Jahr 2011 musste mit einer ähnlichen, ungebremsten Zubauentwicklung gerechnet werden. Dieses trieb die prognostizierten Kosten für auszahlende Einspeisevergütungen für PV-Anlagen deutlich in die Höhe. Ferner war der für die Prognose der Einnahmen der börslichen Vermarktung anzulegende Wert ⁵ deutlich geringer als noch im Jahr 2010.

Der moderate Anstieg der EEG-Umlage um 0,062 ct/kWh von 2011 auf absolut 3,592 ct/kWh in 2012 begründet sich mit den erwarteten höheren Einnahmen aus der börslichen EEG-Vermarktung. Zudem wird für das Jahr 2012 nicht mehr mit einem solch hohen Zubau von PV-Anlagen gerechnet. Neben dem prognostizierten Fehlbetrag für das Jahr 2012 in Höhe von 13,0 Mrd. Euro und eine zum 30.09.2011 aufzuholende Deckungslücke des EEG-Kontos von 0,711 Mrd. Euro wurde von den ÜNB erstmalig eine Liquiditätsreserve in Höhe von 390 Mio. Euro (entspricht 3 Prozent des prognostizierten Fehlbetrages der Deckungslücke für 2012) in die EEG-Umlage 2012 einkalkuliert. Insgesamt ergab sich damit für die ÜNB ein

⁴ Für eine detaillierte Beschreibung siehe Kapitel 2.3.4 Kosten der EEG-Vermarktung und administrative Kosten der EEG-Kontoführung.

⁵ Nach § 4 AusgIMechV muss für die Prognose der börslichen Vermarktungserlöse der durchschnittliche Preis für das Produkt Phelix Baseload Year Future an der Strombörse Energy Exchange AG für das folgende Kalenderjahr zugrunde gelegt werden. Maßgeblich ist dabei der Handelszeitraum zwischen dem 1.10. des vorangegangenen Kalenderjahres und dem 30.09. des laufenden Kalenderjahres.

umzulegender Betrag von rund 14,1 Mrd. Euro bei einem prognostizierten für die EEG-Umlage anzulegenden Letztverbrauch von 393 TWh.

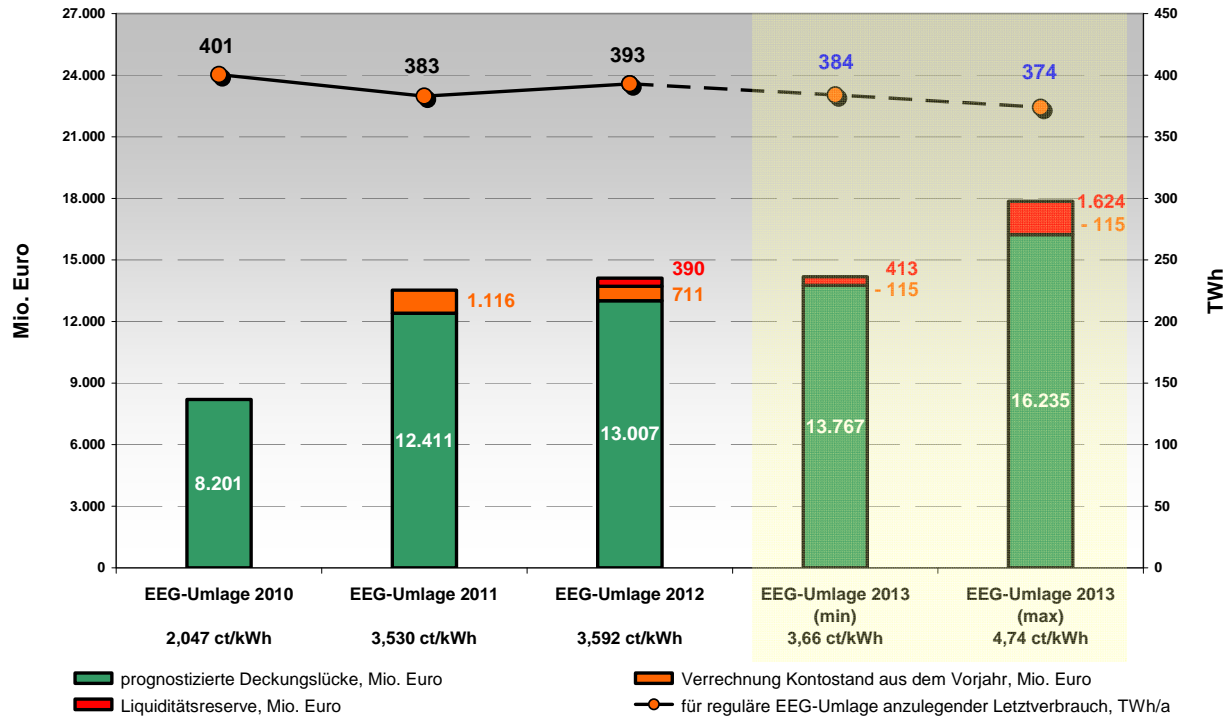


Abbildung 3 Darstellung der Entwicklung der Komponenten der EEG-Umlage von 2010 bis 2012 sowie der möglichen Bandbreite der EEG-Umlage im Jahr 2013

Für das Jahr 2013 prognostizieren die ÜNB, wie bereits dargestellt, eine EEG-Umlage zwischen 3,66 ct/kWh bis 4,74 ct/kWh.⁶ Diese Abschätzung nehmen die ÜNB stets zum 15. November eines Jahres für das übernächste Jahr vor. In einer oberen und einer unteren Bandbreitenbetrachtung werden dabei die wichtigsten Parameter zur Bestimmung der EEG-Umlage, welche durch verschiedene wissenschaftliche Institute auf dem Stand von Wissenschaft und Technik ermittelt werden, betrachtet.

Die untere Bandbreite unterstellt eine mögliche Liquiditätsreserve⁷ von 3 Prozent und eine aus Sicht der EEG-Umlage günstige Entwicklung der Einflussfaktoren. Die obere Bandbreite geht von einer Liquiditätsreserve von 10 Prozent und einer Entwicklung der Einflussfaktoren aus, die zu mehr Ausgaben bzw. weniger Einnahmen führt. Die Streubreite der EEG-Umlage

⁶ Vgl. Angaben der ÜNB unter <http://www.eeg-kwk.net/de/Jahres-Mittelfristprognosen.htm>.

⁷ Für eine detaillierte Beschreibung siehe Kapitel 2.3.3 zur EEG-Kontoführung und Liquiditätsschwankungen.

für 2013 ist mit 30 Prozent sehr hoch und mit noch sehr vielen Unsicherheiten behaftet. Sie kann zu diesem Zeitpunkt höchstens als Orientierungshilfe für die Marktteilnehmer dienen. Die verbindliche Festlegung der EEG-Umlage für das Jahr 2013 erfolgt erst am 15.10.2012.

2.2.4 Effekte der Privilegierungsregelungen auf die EEG-Umlage

Eine Reduktion der EEG-Umlagebelastung für eine Gruppe geht mit einem Anstieg der Umlagebelastung für die Allgemeinheit einher. Dies zeigt sich besonders anschaulich im Bezug auf den bereits nach bisheriger Rechtslage privilegierten Letztverbrauch (§§ 41f. EEG 2009). Die EEG-Umlage 2012 beträgt 3,592 ct/kWh. Die ÜNB rechnen mit einem privilegierten Stromverbrauch von ca. 84,7 TWh, einem regulären Stromverbrauch von 393 TWh und einem auf alle Schultern umzulegenden Betrag für 2012 von 14,1 Mrd. Euro. Praktisch implizieren die Regelungen nach §§ 41f. EEG, dass die privilegierten Unternehmen im Jahr 2012 zwar 18 Prozent des Gesamtstromverbrauchs verursachen, aber lediglich für einen Anteil von 0,3 Prozent am gesamten Umlagebetrag aufkommen. Folglich müssen 2,5 Mrd. Euro zusätzlich von den nicht-privilegierten Letztverbrauchern, in aller Regel sind dies Haushaltskunden sowie industrielle und gewerbliche Kleinverbraucher, getragen werden. Würde sämtlicher umlagepflichtiger Letztverbraucherabsatz gleich belastet, wäre theoretisch eine Umlage in Höhe von knapp 3 ct/kWh ausreichend.

Mit der Ausweitung der Privilegierungsregeln mit dem EEG 2012 wird dieser Effekt noch wesentlich verstärkt, da deutlich mehr Unternehmen in den Genuss der niedrigen EEG-Umlage kommen. So sinkt beispielsweise die Eingangsvoraussetzung für die Inanspruchnahme der Privilegierungsregel „Stromverbrauch der Unternehmen“ von 10 auf 1 GWh pro Jahr. Außerdem sinkt der erforderliche Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung der Unternehmen von 15 Prozent auf 14 Prozent.

Alles in allem ist wegen dieses Effektes ein Anstieg des privilegierten Letztverbraucherabsatzes von 2011 von 75 TWh⁸ auf 89 TWh bis zu 96 TWh⁹ in 2013 zu erwarten. Dies impliziert eine entsprechende Reduktion des Letztverbrauchs zwischen 14 TWh bis 21 TWh. Diese entspricht einer Verringerung um bis zu 5 Prozent und führt ceteri paribus zu einer entsprechenden Erhöhung der EEG-Umlage für die verbleibenden Letztverbraucher.

⁸ Dieser Wert wurde in der Berechnung der EEG-Umlage 2011 vom 15.10.2010 prognostiziert (siehe <http://www.eeg-kwk.net/de/EEG-Umlage-2010.htm>). Der tatsächliche Wert lag zum Erstellungszeitpunkt des Berichts noch nicht vor.

⁹ Daten basierend auf der Prognose der Bandbreite der EEG-Umlage 2013 nach AusgIMechV der ÜNB vom 15.11.11 (siehe <http://www.eeg-kwk.net/de/Jahres-Mittelfristprognosen.htm>).

Mit Sorge beobachtet die Bundesnetzagentur daher Tendenzen, die den regulär umlagepflichtigen Letztverbraucherabsatz immer weiter reduzieren. Es gilt, zukünftig die richtige Balance zwischen der notwendigen Entlastung der stromintensiven Industrie und der Belastung für kleine und mittlere Unternehmen sowie der Haushaltskunden zu finden.

2.3 Effekte auf die Tätigkeiten der ÜNB

Durch die AusglMechV wurden die Aufgaben der ÜNB als die zentralen Akteure des EEG-Wälzungsmechanismus tiefgreifend verändert. Wurden vor dem 01.01.2010 die EEG-Mengen von den ÜNB aufgenommen und als „veredeltes“ Monatsband physikalisch an die Versorger der Letztverbraucher geliefert, sind die eingespeisten Mengen nunmehr von den ÜNB aufzunehmen und unmittelbar am Spotmarkt zu verkaufen. In diesem Zusammenhang führt jeder ÜNB einen EEG-Bilanzkreis. Als EEG-kontenführende Stelle verwalten die ÜNB darüber hinaus das EEG-Konto und prognostizieren die EEG-Umlage.

2.3.1 Vermarktung des EEG-Stroms

Die ÜNB erstellen zur Vermarktung der EEG-Mengen Vortagesprognosen über die erwarteten EEG-Einspeisungen und stellen diese über eine Handelsanbindung an der EPEX-Spot preisunabhängig zum Verkauf. Die Preisunabhängigkeit des Gebotes stellt sicher, dass die Mengen auf jeden Fall vom Markt abgenommen werden. Im Laufe des Tages auftretende Veränderungen der prognostizierten Einspeisung auf Basis von untertäglichen Prognosen gleichen sie im Intraday-Handel aus. Weitere Optionen wie z. B. börsen-unabhängige over the counter (OTC)-Geschäfte oder eine Vermarktung der EEG-Mengen als Terminprodukt sind für die ÜNB ausdrücklich nicht vorgesehen.

Grundgedanke ist, dass die ÜNB als Netzbetreiber nicht als „echte“ Stromhändler agieren und in ihren Handlungen nicht den Spielraum eines Händlers haben, sondern die Mengen lediglich treuhänderisch an die Börse bringen sollen. So soll sichergestellt werden, dass die EEG-Mengen sämtlichen Händlern diskriminierungsfrei und unter den gleichen Voraussetzungen zugänglich sind.

Das preisunabhängige Angebot garantiert darüber hinaus eine größtmögliche Transparenz des Handelns der ÜNB.

Diese ist zum einen wichtig, da die ÜNB aufgrund der großen EEG-Mengen zum größten Anbieter an der Börse werden; was aus ordnungspolitischer Sicht im Hinblick auf die grundsätzliche Trennung zwischen Stromhandel und Netzbetrieb problematisch ist. Werden die

ÜNB im Rahmen ihrer gesetzlich zugewiesenen, treuhänderischen Aufgabe im Ausgleichsmechanismussystem als Anbieter tätig, muss ausgeschlossen werden, dass sie den Marktpreis aufgrund ihrer aus der Netzbetreibereigenschaft gewonnenen exklusiven Erkenntnisse über die Einspeise- und Verbrauchssituation in ihrem Netz beeinflussen können bzw. Optimierungspotentiale ausnutzen.

Die Transparenz ist zum anderen auch deshalb von erheblicher Bedeutung, da die ÜNB die Differenz der von ihnen auf dem EEG-Konto verwalteten Einnahmen und Ausgaben unmittelbar in die EEG-Umlage wälzen können. Auch wenn bei einer langfristigen Vermarktung in bestimmten Situationen ggf. mehr Erlöse erzielt werden könnten, so beinhaltet diese Form der Vermarktung ein spekulatives Element und es besteht somit das Risiko, dass auf diesem Wege weniger als der Spotmarktpreis erwirtschaftet wird. Die strikte Bindung an den Spotmarkt verhindert, dass derartige Risiken zu Lasten der EEG-Umlage und letztlich zu Lasten der Verbraucher realisiert werden können.

2.3.2 EEG-Bilanzkreisführung

Die ÜNB nehmen die EEG-Mengen in einen gesonderten Bilanzkreis, den sog. EEG-Bilanzkreis, auf. In diesen Bilanzkreis liefern die VNB die sog. EEG-Zeitreihen, d. h. die Viertelstundenwerte der einzelnen Erzeugungsarten als Sollwerte in den EEG-Bilanzkreis des jeweils regelzonenverantwortlichen ÜNB. Diese Werte sind der Maßstab für den Erfolg der Vermarktungstätigkeit des jeweiligen ÜNB. Im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung sollte der ÜNB bestenfalls genau diejenigen Mengen pro Viertelstunde vermarktet haben, die im Nachgang als Sollwert von den VNB eingestellt werden.

Da die Einspeisung insbesondere der volatilen Erzeugungsarten Wind und Photovoltaik (PV) schwer vorherzusagen ist, ergeben sich auch bei sehr guter Prognosequalität und sorgfältiger Intraday-Vermarktung Bilanzkreisabweichungen, die im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung als Ausgleichsenergie in Anspruch genommen werden müssen. Die Kosten und mögliche Erlöse für die Inanspruchnahme der Ausgleichsenergie werden auf dem EEG-Konto verbucht.

Im Rahmen der Vermarktung der EEG-Mengen und der EEG-Bilanzkreisführung hat sich bei der Vermarktung bzw. Abrechnung der PV-Mengen ein strukturelles Problem gezeigt, das aus der fehlenden Einspeisegangerfassung der weit überwiegenden Anzahl der PV-Anlagen resultiert. Bei dem weitaus größten Anteil der PV-Anlagen handelt es sich um Kleinstanlagen, die keiner registrierten Leistungsmessung unterliegen. Sie wurden daher von den VNB

im Wege von Einspeiseprofilen in den EEG-Bilanzkreis der ÜNB gemeldet. Diese Einspeiseprofile hatten eine sehr unterschiedliche Genauigkeit und Differenziertheit. Etliche VNB haben ihre PV-Einspeisung den ÜNB als durchlaufendes Band oder als wetterunabhängiges Monatsprofil in den EEG-Bilanzkreis geliefert. Dies suggeriert, dass auch bei fehlender Sonneneinstrahlung (z. B. nachts) eine Stromerzeugung in der PV-Anlage stattfindet. Die bilanzielle Erfassung der PV-Mengen und die tatsächliche physikalische Einspeisung von PV-Mengen wichen daher erheblich voneinander ab.

Die ÜNB standen bei der Vermarktung dieser Mengen vor dem Problem, entweder die von den VNB gemeldeten Mengen zu vermarkten und physische Abweichungen im Regelzonen-saldo in Kauf zu nehmen oder die prognostizierte physische Einspeisung zu vermarkten und entsprechende Abweichungen in der Bilanzkreisabrechnung zu Lasten des EEG-Kontos zu produzieren.

Die Bundesnetzagentur hat daraufhin in einem Positionspapier und einem Workshop mit den ÜNB und VNB ein Verfahren abgestimmt, nach dem die VNB die PV-Mengen in einem Referenzmessverfahren für die Bilanzierung im EEG-Bilanzkreis bestimmen.

Hier haben sich in Absprache mit den ÜNB und der Bundesnetzagentur im Wesentlichen zwei Modelle herauskristallisiert. Entweder werden die Werte repräsentativ ausgewählter und gemessener PV-Anlagen anhand des Anlagenbestandes hochgerechnet oder die Einspeisewerte anhand historischer Wetterdaten des vergangenen Monats auf Basis des Anlagenbestandes errechnet. Inzwischen werden diese Modelle nahezu flächendeckend angewendet und haben zu einer erheblichen Verbesserung der Vermarktungssituation der PV-Einspeisung und damit auch zu einer besseren Bilanzkreisbewirtschaftung geführt.

Die Bilanzkreisbewirtschaftung wird darüber hinaus durch einen weiteren Umstand erschwert. Die ÜNB benötigen für eine vollständige und möglichst nah an der tatsächlichen Einspeisung liegende EEG-Vermarktung Kenntnis über den aktuellen Anlagenzubau in den unterlagerten Verteilnetzen.

Nur auf dieser Basis können sie valide Prognosen über die tatsächlich physikalisch zu erwartenden Strommengen erstellen. Die VNB sind zwar nach dem EEG grundsätzlich verpflichtet, unverzüglich die Leistung und den Standort der in ihrem Netzgebiet installierten EEG-Anlagen an die ÜNB zu übermitteln.

Tatsächlich erfolgen diese Meldungen aber mit einem erheblichen Zeitverzug. Dies betrifft insbesondere die Meldungen von PV-Anlagen. Gerade vor erheblichen Einschnitten in die Fördersätze von PV-Anlagen ist regelmäßig ein Zubauboom zu verzeichnen. Die VNB sind darauf personell und organisatorisch häufig nur unzureichend vorbereitet, so dass dies zu

Staus in der Abarbeitung der jeweiligen Meldungen und damit zu einer verspäteten Rückmeldung bei den ÜNB führt. Der Bearbeitungsrückstand war bei einigen VNB nach Informationen der ÜNB während des massiven Zubaus von PV-Anlagen im Dezember 2009 so groß, dass sie es noch nicht einmal bis zum Zeitpunkt der EEG-Jahresmeldung Ende Mai 2010 geschafft hatten, diese Anlagen in ihren IT-Systemen zu erfassen und in der Jahresmeldung an die ÜNB zu melden.

Dies führt dazu, dass Datenmeldungen der ÜNB, z.B. an die Bundesnetzagentur, zur installierten Leistung verschiedener EEG-Energieträger für ein bereits gemeldetes Jahr nachträglich noch bereinigt werden. Beispielsweise haben die ÜNB im Jahr 2010 für das Jahr 2009 einen Zubau von PV-Anlagen von 3,8 GW gemeldet. Im Jahr 2011 wurde der Wert für 2009 dann auf einen Zubau von 4,4 GW nach oben korrigiert.

In der Tabelle 1 sind die der Bundesnetzagentur im Jahr 2010 und 2011 gemeldeten Zubauzahlen des Jahres 2009 und die Abweichungen dargestellt. Korrekturen sind für fast alle Energieträger, zum Teil mit gegenläufigem Effekt zu verzeichnen. Verschiebungseffekte wurden auch in den zurückliegenden Jahren beobachtet und im EEG-Statistikbericht der Bundesnetzagentur dokumentiert.

Jahr der Datenmeldung (ÜNB-Meldung an Bundesnetzagentur zum 31.07.)	2009 neu installierte Leistung nach Energieträger in MW						Gesamt MW
	Wasserkraft	Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen	Biomasse	Geothermie	Wind	Solar	
2011	101	11	350	4	2.835	4.434	7.736
2010	121	8	287	4	2.651	3.802	6.875
Abweichung, %	-16,5%	35,2%	21,8%	0,0%	6,9%	16,6%	12,5%

Tabelle 1 Installierte Leistung von neu angeschlossenen EEG-Anlagen im Jahr 2009 (EEG-Neuzugänge 2009)

Die ÜNB erhalten die Anlagenstammdaten im Rahmen der Jahresmeldung und für die Prognose der EEG-Mengen sowie als Information zur EEG-Bilanzkreisführung als fortlaufende Information durch die VNB. Die Rückfrage bei den ÜNB über die Gründe der nachträglichen

Bereinigung der gemeldeten installierten Leistung brachte im Wesentlichen folgende Ergebnisse:

Einige VNB haben in der Vergangenheit, trotz gegenteiliger Regeln, die Anlagenschlüssel von Bestandsanlagen nachträglich geändert. Eine Plausibilisierung und damit die Vergleichbarkeit über die Jahre sind damit nicht gegeben. Hat sich die Zuordnung einer Anlage zum Netzbetreiber geändert, sei es durch Verkauf, Fusion oder Aufteilung von Netzbetreibern oder auch durch den Umzug einer Anlage an einen anderen Ort, kann die Anlage im Laufe des Jahres durch zwei VNB gemeldet worden sein.

Häufig werden Stammdaten von Erzeugungsanlagen geführt, die bereits im Vorjahr außer Betrieb genommen wurden, deren Außerbetriebnahme aber noch nicht registriert wurde.

Im Gutachten zur Jahresprognose 2012 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken des IE Leipzig wird darauf hingewiesen, dass ein in der Statistik veränderter Jahreswert zur Folge haben kann, dass beispielsweise die Zahl der PV-Anlagen, die noch in den Genuss der höheren Vergütung des Jahres 2009 kommen, deutlich höher ist als in 2010 angenommen.

Mittelfristig haben die Korrekturen der Summen damit Auswirkungen auf die Abschätzung der zukünftigen EEG-Vergütungszahlungen. Darunter leidet auch unmittelbar die Güte der Bestimmung der EEG-Umlage, weil die Abschätzung der auszahlenden Einspeisevergütung eine wichtige Eingangsgröße der Berechnung ist. Kurzfristig leiden unter der verzögerten Meldung die Führung des EEG-Bilanzkreises und die EEG-Vermarktung.

Die Bundesnetzagentur empfiehlt daher, wie im Kapitel 4.5 näher ausgeführt, die rasche Einführung eines zentralen Anlagenregisters.

2.3.3 EEG-Kontoführung und Liquiditätsschwankungen

Bis 2009 wurden Prognoseabweichungen soweit wie möglich bereits unterjährig durch eine entsprechende Anpassung der EEG-Quote sowie der EEG-Durchschnittvergütung kompensiert. Folglich wurde das von den Stromlieferanten abzunehmende EEG-Bandprodukt angepasst.

Mit der AusglMechV wurde die Notwendigkeit, ausreichend Liquidität für die Auszahlung der EEG-Vergütung vorzuhalten, von den Stromlieferanten vollständig auf die ÜNB übertragen. Durch die jährlich fixierte EEG-Umlage ist kein unterjähriges Nachsteuern des EEG-Umlageniveaus mehr möglich. Der Ausschluss unterjähriger Anpassungen der EEG-Umlage

ist einerseits für die EVU wichtig, um ihre Strompreise für die Verbraucher in der richtigen Höhe ausweisen zu können. Andererseits ist dadurch jedoch die im Jahresverlauf notwendige Liquidität zentral durch die ÜNB vorzuhalten. Jeder ÜNB führt zur Abwicklung des aus der EEG-Vermarktungstätigkeit resultierenden tatsächlichen Finanzstroms ein gesondertes Bankkonto.

Insbesondere durch die AusgIMechAV sind die ÜNB dazu verpflichtet, die aus der EEG-Vermarktungstätigkeit resultierenden Finanzströme von dem regulären Netzgeschäft der ÜNB zu separieren. Folglich sind gesonderte Bankkonten zu führen. In der Buchführung und Rechnungslegung muss dieser Bereich ebenso eindeutig abgrenzbar ausgestaltet sein.

Die ÜNB sind ferner verpflichtet, eine Aggregation der einzelnen Bankkonten zum sogenannten gemeinsamen EEG-Konto zu veröffentlichen und monatlich zu aktualisieren. Auf der gemeinsamen Internetseite besteht für die Öffentlichkeit die Möglichkeit, sich zeitnah über die Einnahmen- und Ausgabenpositionen zu informieren.¹⁰ Mit diesen Regelungen konnte die Transparenz des EEG-Wälzungsmechanismus wesentlich erhöht werden.

Da die EEG-Umlage immer im Voraus zu bestimmen ist, treten naturgemäß Abweichungen zwischen den tatsächlich insgesamt erzielten Einnahmen und den Ausgaben auf. Die Abweichungen ergeben sich vor allen Dingen aus der nicht exakt vorhersagbaren Mengenentwicklung der EEG-Einspeisung und dem erzielbaren Börsenpreis.

Diese Abweichungen zwischen den prognostizierten und tatsächlichen Beträgen können zu einer zeitweiligen Unter- bzw. Überdeckung des EEG-Kontos führen. Ein Guthaben ist von den ÜNB zu verzinsen. Bei einer Unterdeckung müssen die ÜNB für eine Zwischenfinanzierung sorgen, bis die Unterdeckung über den Wälzungsmechanismus wieder abgebaut wird. Die notwendigen Kosten der Zwischenfinanzierung werden gemäß § 6 Abs. 1 Nr. 5 und 6 AusgIMechAV bei einem geeigneten Nachweis auch über die in der AusgIMechV genannten Grenze von EURIBOR + 30 Basispunkte hinaus erstattet.

¹⁰ Vgl. <http://www.eeg-kwk.net/de/Transparenzanforderungen.htm>.

Das EEG-Konto hat sich seit Beginn 2010 folgendermaßen entwickelt:

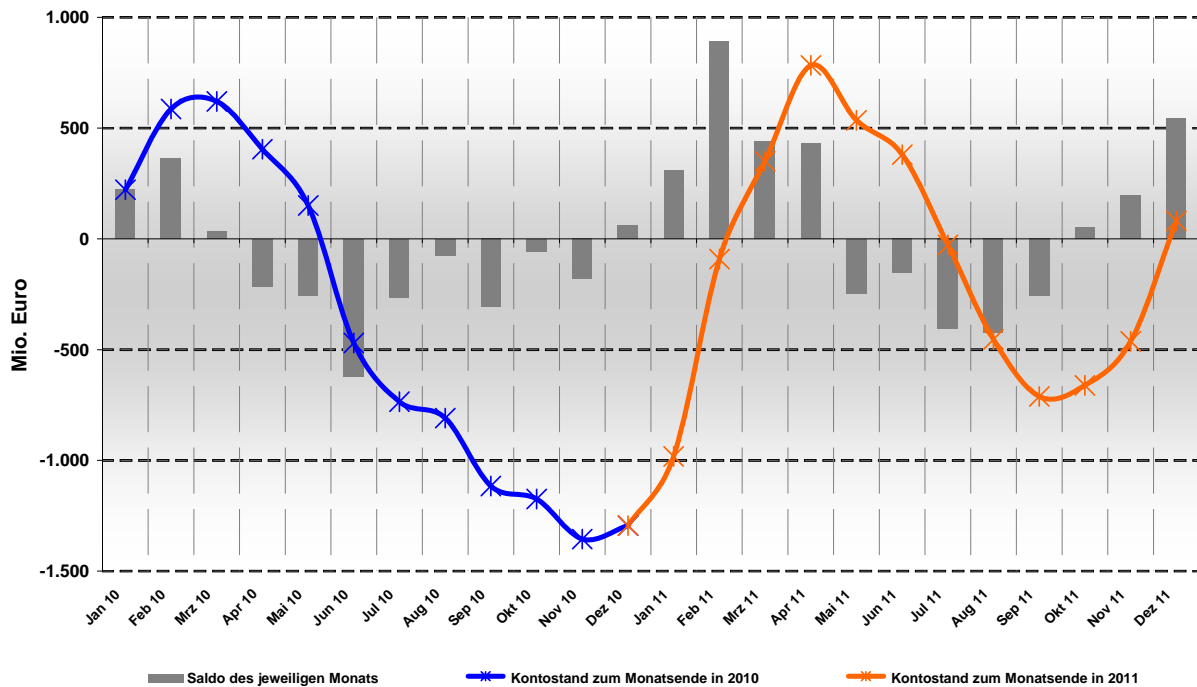


Abbildung 4 Entwicklung des EEG-Kontos von Januar 2010 bis Dezember 2011

Das EEG-Konto unterliegt generell einem typischen saisonalen Verlauf, der sich auch in Abbildung 4 widerspiegelt und vor allem durch die EEG-Vergütungszahlungen geprägt ist. Insbesondere spielt die EEG-Vergütung für PV-Stromeinspeisungen eine wichtige Rolle. In den Wintermonaten mit einer sehr gemäßigten PV-Einspeisung und den damit verbundenen geringen Vergütungsverpflichtungen überwiegen tendenziell die Einnahmen aus der EEG-Umlage und aus der Vermarktungstätigkeit die Ausgaben.

In Zeiten starker PV-Einstrahlung liegen daher die Einnahmen des EEG-Kontos tendenziell unter den Zahlungsverpflichtungen der ÜNB, so dass monatlich mit einem Defizit zu rechnen ist. Als Folge ist tendenziell mit einem niedrigen Kontostand bzw. einer Unterdeckung des EEG-Kontos in September und Oktober zu rechnen, obwohl für Ende Dezember durchaus ein positives Ergebnis erwartet werden kann. Da der Zeitpunkt der Bestimmung der EEG-Umlage folglich tendenziell eher in eine Phase des geringen Kontostands bzw. einer Unterdeckung fallen kann, könnte aufgrund der in der AusglMechV enthaltenen Vorschriften die EEG-Umlage für das Folgejahr zu hoch angesetzt werden.

Zur verbesserten Abschätzung der EEG-Umlage regt die Bundesnetzagentur daher an, ergänzend zum tatsächlichen EEG-Kontostand des 30.09. eine Aktualisierung der Prognose des letzten Quartals des Jahres für die Berechnung der EEG-Umlage für das kommende Jahr anzusetzen.

Zur deutlichen Unterdeckung des EEG-Kontos im zweiten Halbjahr 2010 haben insbesondere zwei Faktoren beigetragen: Mit einem tatsächlichen Börsenpreis von ca. 44,5 Euro/MWh für Grundlastprodukte (Phelix Day Base der EPEX Spot) und einem durchschnittlich erzielten Wert von ca. 51 Euro/MWh in Spitzenlastzeiten¹¹ (Phelix Day Peak der EPEX Spot) lag der tatsächlich erzielte Börsenpreis deutlich unter dem erwarteten Börsenpreis in Höhe von 53,7 Euro/MWh, der nach § 4 AusglMechV für die Prognose der EEG-Umlage anzulegen war. Darüber hinaus wurde mit einer prognostizierten Leistung der PV-Anlagen zum Jahresende 2010 in Höhe von 10 GW¹² der Zubau von PV-Anlagen deutlich unterschätzt. Die Summe der Leistung von PV-Anlagen belief sich tatsächlich auf 18 GW. Dies führte zu einer höheren als der prognostizierten Auszahlung von Vergütungen an EEG-Anlagenbetreiber, was das EEG-Konto belastete.

Angesichts der steigenden Schwankungsbreite des EEG-Kontos mit der Möglichkeit erheblicher Defizite und den damit verbundenen Liquiditätsherausforderungen an die ÜNB wurde mit der Novellierung der AusglMechV im Zuge der letzten EEG-Novelle die sogenannte Liquiditätsreserve neu eingeführt. Diese Reserve darf maximal 10 Prozent des Differenzbetrags der erwarteten Einnahmen und Ausgaben des Folgejahres betragen. Sie kann und soll den ggf. erheblichen Kreditbedarf der ÜNB nicht gänzlich verhindern, sondern auf ein für die Unternehmen noch tragbares Maß reduzieren. Die tatsächliche Erforderlichkeit und die erforderliche Höhe der Liquiditätsreserve sind der Bundesnetzagentur im Rahmen jeder Umlagebestimmung darzulegen.

2.3.4 Kosten der EEG-Vermarktung und administrative Kosten der EEG-Kontoführung

Kosten, die im Zusammenhang mit dem Netzausbau zur Integration Erneuerbarer Energien entstehen, fließen nicht in die EEG-Umlage ein, auch wenn die Integration der Erneuerbaren Energien zum Ausbaubedarf mit beiträgt. Der bedarfsgerechte Netzausbau ist originäre Auf-

¹¹ Spitzenlastzeiten, sogenannte Peaks sind von Montag bis Freitag, jeweils von 8 bis 20 Uhr. Schwachlastzeiten, Offpeaks sind von Montag bis Freitag, jeweils von 0 bis 8 Uhr sowie von 20 bis 24 Uhr sowie Samstag und Sonntag von 0 bis 24 Uhr.

¹² Siehe Leipziger Institut für Energie GmbH, Jahresprognose EEG-Einspeisung zur Bestimmung der EEG-Umlage 2010, S.69, verfügbar unter <http://www.eeg-kwk.net/de/EEG-Umlage-2010.htm>.

gabe eines Netzbetriebs und muss den Gesamtbedarf aller Marktteilnehmer berücksichtigen. Ein isoliert „EEG-bedingter Netzausbau“ lässt sich nicht sachgerecht von dem allgemeinen Netzausbau und –unterhalt unterscheiden. Die Kosten des Netzausbaus zur Integration Erneuerbarer Energien sind ein Bestandteil der Netzentgelte. Gleiches gilt für Entschädigungszahlungen aufgrund von Einspeisemanagementmaßnahmen nach § 12 EEG.

Die Kosten für die EEG-Vermarktung und administrative Kosten der EEG-Kontoführung¹³ fließen mit dem neuen Ausgleichsmechanismus nunmehr grundsätzlich nicht mehr als Bestandteil der Systemdienstleistungen der ÜNB in die Netzentgelte ein, sondern werden direkt über das EEG-Konto gewälzt.

Da aufgrund der AusgIMechV die EEG-Veredelung nicht mehr Bestandteil des Korbes der Systemdienstleistungen ist, war die Erlösobergrenze um die zuvor anerkannten Kosten für die EEG-Veredelung zu reduzieren. Diese Reduzierung der Erlösobergrenze und die damit einhergehende Korrektur der Netzentgelte wurden durch geeignete Regelungen zwischen der Bundesnetzagentur und dem jeweiligen ÜNB vereinbart.

Neben den Kosten für die EEG-Veredelung wurden in der Erlösobergrenze für die erste Regulierungsperiode auch Kosten berücksichtigt, die generell für die Vermarktung und Weitergabe von EEG-Mengen anfallen. Dies sind Kosten für die Herstellung der Handelsanbindung, IT-Kosten, Personalkosten und Kosten für die Prognose der EEG-Umlage. Da diese Kosten bereits in der Erlösobergrenze enthalten sind, können diese daher nicht erneut bei der Ermittlung der EEG-Umlage angesetzt werden. Bei der Ermittlung der EEG-Umlage wird dieser Sachstand entsprechend berücksichtigt.

Die Kosten der EEG-Vermarktung und administrative Kosten der EEG-Kontoführung der ÜNB werden aus Gründen der Transparenz auf dem EEG-Konto genauer aufgeschlüsselt.

Zu den Kosten der EEG-Vermarktung zählen:

- Einnahmen/Ausgaben aus untertäglicher Vermarktung,
- Einnahmen/Ausgaben aus der Abrechnung der Ausgleichsenergie für den EEG-Bilanzkreis,
- Kosten für die Erstellung von vortäglichen und untertäglichen Prognosen,
- Kosten für die Börsenzulassung und Handelsanbindung

¹³ Im Rahmen der EEG-Bandveredelung wurden die Kosten für die EEG-Vermarktung und die administrativen Kosten der EEG-Kontoführung bis 2009 auch als EEG-Veredelungskosten oder Profilservicekosten bezeichnet.

Unter die administrativen Kosten der EEG-Kontoführung fallen:

- die Zinseinnahmen/-ausgaben des EEG-Kontos,
- notwendige Transaktionskosten für die Erfassung der Ist-Werte, Abrechnung und HoBA,
- Kosten für IT-Infrastruktur, Personal und Dienstleistungen,
- Kosten für Prognose und Ermittlung der EEG-Umlage,
- Kosten der Bereitstellung der Kreditlinie.

Durch den Wegfall der physikalischen Wälzung mit Beginn des Jahres 2010 und der damit verbundenen EEG-Bandveredelung ist ein erheblicher Anteil der EEG-Vermarktungskosten bzw. sind die sogenannten Profilservicekosten entfallen und die EEG-Vermarktungskosten sind insgesamt deutlich gesunken (siehe Abbildung 5):

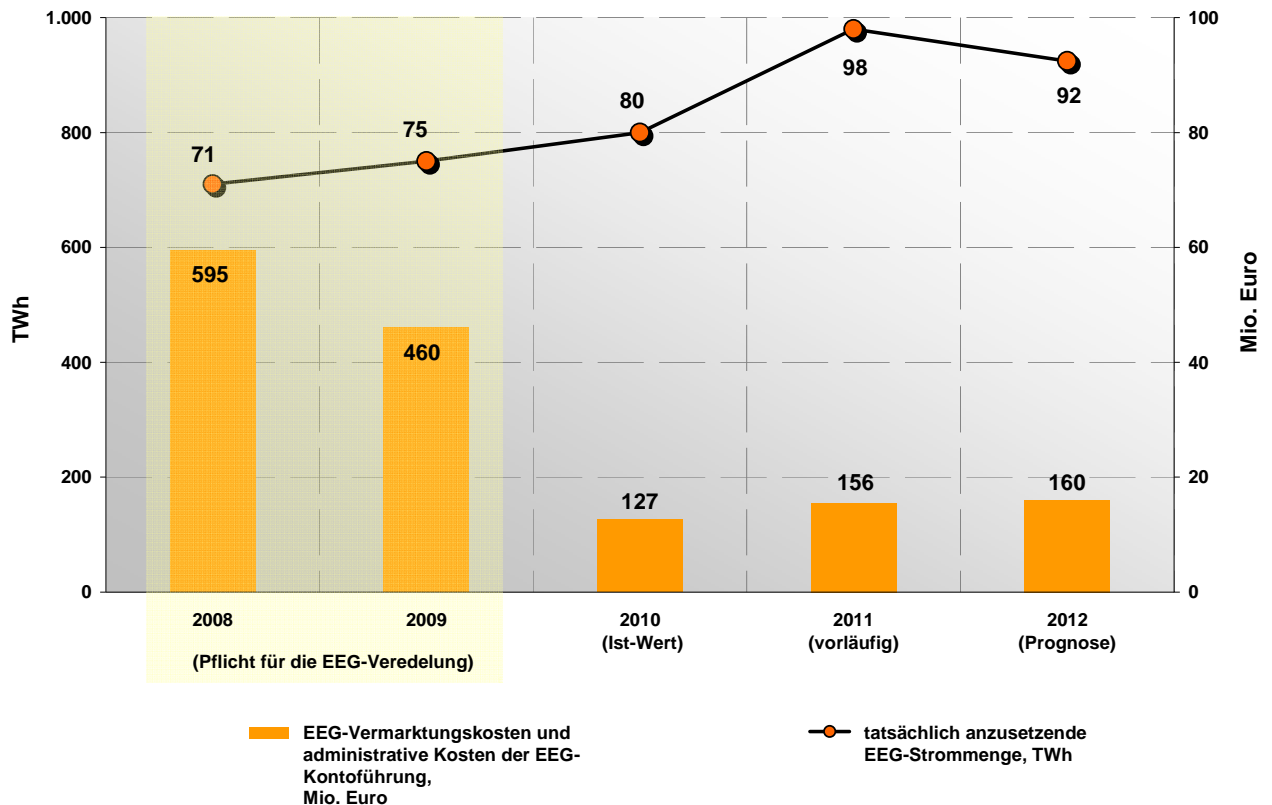


Abbildung 5 Entwicklung der EEG-Vermarktungskosten und der administrativen Kosten der EEG-Kontoführung (vormals EEG-Veredelungskosten) von 2008 bis 2012¹⁴

¹⁴ Die EEG-Vermarktungskosten und administrative Kosten der EEG-Kontoführung des Jahres 2010 basieren auf den tatsächlichen Werten. Zum Zeitpunkt der Prognose der EEG-Umlage 2011 wurde noch von wesentlich erhöhten EEG-Vermarktungskosten für 2011 ausgegangen. Daher erfolgt stattdessen im Rahmen dieser Betrachtung

Die Kostensenkung lässt sich durch die Beseitigung von zwei strukturellen Problemen der bis 2010 praktizierten EEG-Bandveredelung erklären. Mit Wirkung zum 01.08.2009 wurden die ÜNB durch Beschluss der Bundesnetzagentur verpflichtet, die Beschaffung bzw. Veräußerung der Strommengen zur Herstellung des EEG-Bandes ausschließlich am vortäglichen oder untertäglichen Handel einer Strombörse durchzuführen.¹⁵ Mit dem Inkrafttreten der AusglMechV im Januar 2010 wurde die EEG-Bandveredelung abgeschafft. Seither sind sämtliche EEG-Strommengen ausschließlich am Spotmarkt zu veräußern.

Bis dahin waren die von den ÜNB für die Herstellung des EEG-Bandes zu tätigen Beschaffungs- und Veräußerungsgeschäfte nicht im Detail geregelt und den ÜNB standen sämtliche Handelsmöglichkeiten offen. Folglich unterschied sich die Praxis bei der Beschaffung der Ausgleichsleistung bzw. –energie für die Herstellung des EEG-Monatsbandes von ÜNB zu ÜNB.

Während einige ÜNB für die EEG-Veredelung den vortäglichen oder den untertäglichen Spotmarkt nutzten bzw. eine eigene Leistungsreserve vorhielten, übernahmen bei anderen ÜNB die zu diesem Zeitpunkt verbundenen Erzeugungs- bzw. Handelsunternehmen den Ausgleich von Bilanzabweichungen zwischen Prognose und Ist-Einspeisung. Darüber hinaus wurden seitens einiger ÜNB EEG-Ausgleichsmengen auch bilateral über den OTC-Handel vermarktet. Die unterschiedlichen Beschaffungsstrategien der einzelnen ÜNB waren insgesamt durch ein hohes Maß an Intransparenz und ggf. Ineffizienz geprägt.

Mindestens ebenso entscheidend für die Kostensenkung im Jahr 2010 war jedoch die Umstellung von der physischen auf die finanzielle Wälzung der EEG-Mengen. Die Pflicht der ÜNB zur Herstellung eines Monatsbandes aus den stark fluktuierenden EEG-Einspeisungen hat erhebliche Zusatzkosten verursacht, die jetzt mit der finanziellen Wälzung nicht mehr anfallen. Die Bandlieferungsverpflichtung führte dazu, dass die ÜNB in Zeiten geringer EEG-Einspeisung große Mengen zur Herstellung der Bandmenge im Markt dazukaufen mussten, während sie in Zeiten hoher EEG-Einspeisung das Band übersteigende Mengen verkaufen

für die Vermarktungskosten 2011 eine Skalierung der Kosten basierend auf dem Ergebnis des Jahres 2010. Die für 2012 erwarteten EEG-Vermarktungskosten sind an die EEG-Umlage-Prognose 2012 angelehnt.

Die für 2011 und 2012 anzusetzenden EEG-Strommengen beziehen sich auf die gemäß der jeweiligen EEG-Umlageprognose durch die ÜNB zu vermarktenden EEG-Strommengen.

¹⁵ Vgl. hierzu Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur zum Bilanzkreis für Energien nach dem EEG, AZ: BK6-08-226 unter:

http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2008/2008_201bis300/BK6-08-226/BK608226_Beschluss_NavNode.html.

musste. Aufgrund des Merit-Order-Effekts¹⁶ der EEG-Einspeisung, führte dies dazu, dass die ÜNB für den Zukauf in Zeiten niedriger EEG-Einspeisung jeweils sehr hohe Preise pro MWh zahlen mussten, während sie in Zeiten hoher Einspeisung sehr wenig für die zu verkaufenden Mengen erlösten. Auch wenn die Energiemenge des Monatsbandes insgesamt ausgeglichen war, verursachte die Bandveredelung somit hohe strukturelle Zusatzkosten.

Die in Abbildung 5 dargestellte Entwicklung wird noch deutlicher, wenn man die EEG-Vermarktungskosten und die Kosten der EEG-Kontoführung in Relation zur anzusetzenden EEG-Strommenge des jeweiligen Jahres setzt. Die spezifischen Kosten spiegeln den Betrag wider, der für die Abwicklung jeder einzelnen kWh benötigt wird. Diese relativen Kosten haben, wie Abbildung 6 zu entnehmen ist, um ein Vielfaches abgenommen:

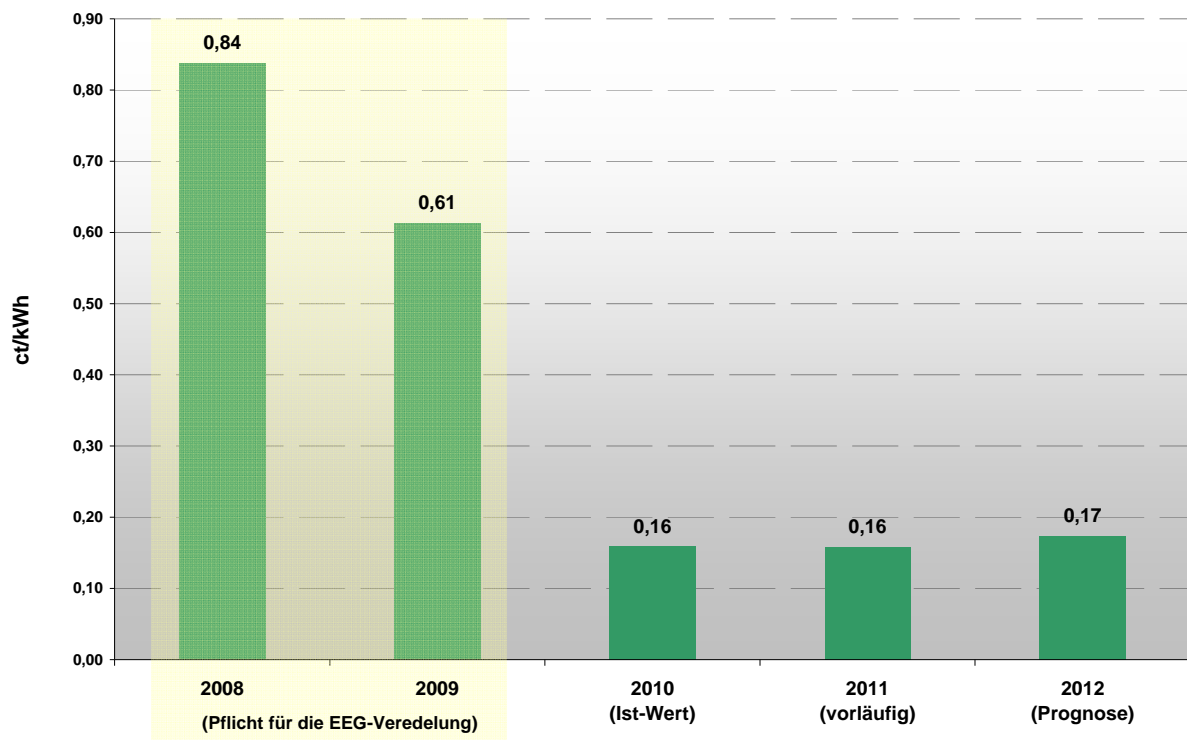


Abbildung 6 Spezifische Kosten der EEG-Vermarktung und der EEG-Kontoführung (vormals EEG-Veredelungskosten) von 2008 bis 2012¹⁷

¹⁶ Für eine detaillierte Beschreibung siehe Kapitel 2.4.1.3 zum Merit-Order-Effekt.

¹⁷ Vgl. zu den hier getroffenen Annahmen die Ausführungen der Fußnote 13.

Diese Einsparung der operativen Abwicklungskosten hat direkte Auswirkungen auf die Höhe der EEG-Umlage und kommt daher dem Verbraucher zu Gute.

Im Falle der Direktvermarktung mit der neu eingeführten Marktprämie nach § 33b Nr. 1 EEG 2012¹⁸ entfallen die EEG-Vermarktungskosten auf Seiten der ÜNB, da die ÜNB den Strom nicht mehr prognostizieren, in den EEG-Bilanzkreis aufnehmen und vermarkten müssen. Die Kosten für diese Tätigkeiten fallen nunmehr bei den Direktvermarktern an, die zur Kompensation dieser Kosten die sogenannte Managementprämie erhält, deren Höhe differenziert nach den einzelnen Energieträgern variiert und über die Jahre reduziert wird. Die administrativen Kosten der EEG-Kontoführung auf Seiten der ÜNB bleiben hingegen nahezu unverändert.

In Abbildung 7 werden die für 2011 erwarteten EEG-Vermarktungskosten und administrativen Kosten der EEG-Kontoführung der ÜNB der Managementprämie eines Direktvermarkters der Jahre 2012 und 2013 gegenüber gestellt.

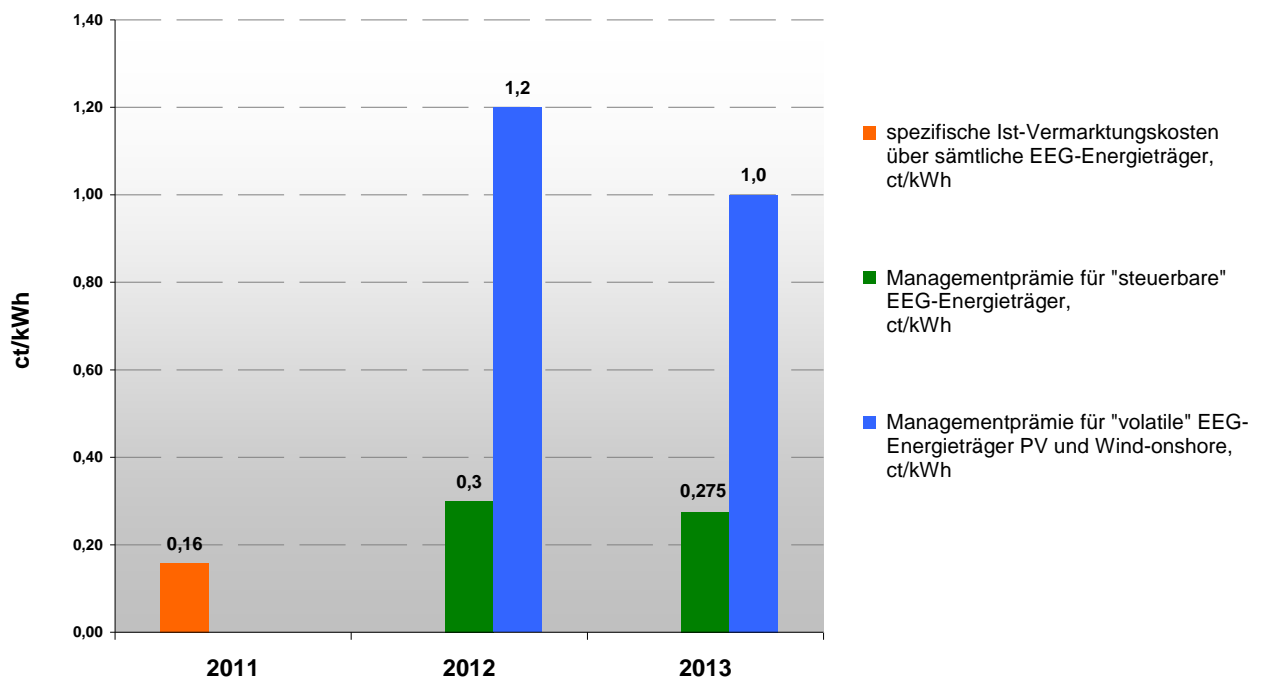


Abbildung 7 Vergleich der für 2011 erwarteten spezifischen EEG-Vermarktungskosten und Kosten der administrativen Kontoführung mit den 2012 und 2013 geltenden Sätzen der Managementprämie

¹⁸ Für eine Beschreibung und Darstellung der Direktvermarktung unter Inanspruchnahme der Marktprämie vgl. Kapitel 3.1 zum rechtlichen Rahmen und zu den Prämissen bei der Konzeption der Drittvermarktung.

Es ist ersichtlich, dass die für 2011 erwarteten spezifischen EEG-Vermarktungskosten der ÜNB deutlich unter den für 2012 und 2013 geltenden Sätzen für die Managementprämie liegen. Dies ist sicherlich auch darin begründet, dass die Managementprämie zum Zeitpunkt der Einführung großzügiger bemessen ist, um den Wechsel in die Direktvermarktung anzureizen. Mit der degressiven Ausgestaltung der Managementprämie werden aber bereits kostensenkende Lerneffekte antizipiert.

Auch wenn sich die Vermarktungskosten der ÜNB und die eines Direktvermarkters nicht eins zu eins vergleichen lassen - die ÜNB verfügen über einen größeren Erfahrungsschatz bei der Vermarktung der Erneuerbaren Energien; zudem ist auch von Größenvorteilen der ÜNB hinsichtlich der zu vermarktenden Menge auszugehen -, empfiehlt es sich aus Sicht der Bundesnetzagentur nach den ersten Erfahrungen die Höhe der Managementprämie auf den Prüfstand zu stellen.

2.3.5 Anreizkomponente und EEG-Bonus

Um Anreize für eine bestmögliche Vermarktung des nach § 16 oder § 35 EEG vergüteten Stroms auf Seiten der ÜNB zu setzen, hat der Gesetzgeber mit § 7 AusglMechAV ein Bonussystem eingeführt. Über dieses Bonussystem soll sichergestellt werden, dass die ÜNB einen ökonomischen Anreiz haben, die ihnen übertragenen Aufgaben, welche sie grundsätzlich in treuhänderischer Funktion ausüben, so effizient wie möglich zu erledigen. Ohne eine solche Regelung wäre zu befürchten, dass die Vermarktungsaufgabe mit minimalem Aufwand und ohne den Blick auf möglichst gute Ergebnisse durchgeführt wird. Durch eine effiziente Vermarktung mit möglichst hohen Einnahmen und möglichst geringen Ausgaben soll die EEG-Umlage und somit die finanzielle Belastung der Letztverbraucher minimiert werden.

Für die Bestimmung des Bonus wird der Saldo aus den beeinflussbaren Ausgaben (§ 7 Abs. 2 AusglMechAV) und beeinflussbaren Einnahmen (§ 7 Abs. 3 AusglMechAV) eines jeden ÜNB im Zeitablauf mit einem individuellen Basiswert verglichen.

Ergibt sich im Anreizjahr je Netzbetreiber ein Saldo aus den tatsächlich angefallenen beeinflussbaren Einnahmen und Ausgaben, der geringer als der maßgebende Basiswert ist, so steht dem jeweiligen ÜNB ein Bonus in Höhe von 25 Prozent der erzielten Verbesserung zu. Die verbleibenden 75 Prozent wirken sich Umlage senkend für den Verbraucher aus.

Der individuelle Basiswert bezeichnet den bisher niedrigsten Saldo eines Jahres aus beeinflussbaren Ausgaben und Einnahmen pro zu vermarktende EEG-Strommenge. Für die erstmalige Bestimmung des Bonus gemäß § 7 Abs. 6 Satz 2 wurde in der AusglMechAV für das

Anreizjahr 2010 ein Betrag von 384,5 Millionen Euro als einheitlicher Basiswert für alle ÜNB festgelegt. Dieser Betrag ist durch die deutschlandweit, für das Jahr 2010 prognostizierte und zu vermarktende EEG-Strommenge in Höhe von 90.231.124 MWh zu teilen. Aus dieser Division ergibt sich für das Jahr 2010 ein spezifischer Basiswert von 4,26 Euro je MWh je zu vermarktender EEG-Strommenge.

Zur Berechnung des Bonus je ÜNB werden 25 Prozent der erreichten Reduktion mit der vom jeweiligen ÜNB zu vermarktenden Menge des nach § 16 oder § 35 EEG vergüteten Stroms multipliziert. Dabei ist als vermarktete Menge die auf den einzelnen ÜNB entfallende Strommenge nach horizontalem Belastungsausgleich heranzuziehen. Für das Jahr 2010 erfolgt eine Ausschüttung von ca. 61 Millionen Euro als Bonus an die ÜNB. Durch die entsprechenden Effizienzsteigerungen wurden die EEG-Umlage und damit letztlich die Verbraucher um mehr als 180 Mio. Euro entlastet.

Als Ergebnis der Implementierung einer Anreizkomponente lässt sich nach erster Abschätzung zusammenfassen, dass die Erwartungen des Verordnungsgebers zur Entwicklung der Differenz zwischen den ansetzbaren Ausgaben- und Einnahmenpositionen für das Jahr 2010 erfüllt wurden. Es hat sich gezeigt, dass die Vermarktung der EEG-Mengen durch die ÜNB ein erhebliches Kostensenkungspotential aufweist.

Der in 2010 erreichte Wert ist nunmehr Ausgangspunkt für die Bestimmung des Bonus in 2011. Die ÜNB müssen ihre Vermarktung der nach § 16 oder § 35 EEG vergüteten Strommengen kontinuierlich effizienter gestalten, um einen Bonus in den folgenden Jahren zu erwirtschaften.

2.4 Effekte auf den Stromhandel und die Börse

Über den Stromgroßhandel vermarkten Erzeuger ihren Strom und Lieferanten organisieren die Beschaffung für die Endkunden. Nach Schätzungen der Bundesnetzagentur belief sich das Großhandelsvolumen 2010 auf ca. 10.600 TWh, was etwa dem Siebzehnfachen des tatsächlichen Strombedarfs entspricht.¹⁹ Mehr als 90 Prozent der Geschäfte werden am Terminmarkt²⁰ abgewickelt, den die Marktteilnehmer dafür nutzen, um sich gegen kurzfristige Preisschwankungen abzusichern. Der Großteil wird hierbei über rein bilaterale Geschäfte

¹⁹ Vgl. Monitoringbericht 2011 der Bundesnetzagentur, S. 28ff unter:

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/DE/Presse/Berichte/berichte_node.html.

²⁰ Am Terminmarkt werden Termingeschäfte und Derivate gehandelt. Im Gegensatz zum Spotmarkt fallen hierbei Verpflichtungs- und Erfüllungsgeschäft zeitlich nicht zusammen. In der Regel werden zum Terminmarkt alle Handelsgeschäfte gezählt, deren Erfüllungszeitpunkt mehr als eine Woche in der Zukunft liegt.

zwischen zwei Unternehmen bzw. über Handelsplattformen, auch Brokerplattformen genannt, abgewickelt.

Der Umfang des Spothandels²¹ ist wesentlich geringer, aber sehr bedeutsam für den kurzfristigen Ausgleich zwischen prognostizierter und tatsächlicher Erzeugung bzw. Verbrauch. Am wichtigsten ist hierbei der vortägliche bzw. Day-Ahead-Handel an der Börse, da dieser Referenzpreiswirkung hat. Hier werden Angebot und Nachfrage in einer Auktion zusammengeführt. Das in Deutschland gehandelte Volumen an der Börse (EPEX Spot) betrug im Jahr 2010 205 TWh. Die letzte Möglichkeit, Differenzen im Portfolio zwischen Angebot und Nachfrage auszugleichen, bietet der untertägliche bzw. Intraday-Handel. Sein Volumen entspricht derzeit knapp einem Zehntel des vortäglichen Handels. Aufgrund der zunehmend fluktuierenden Einspeisung von Energie aus Erneuerbaren Energien kommt ihm jedoch eine immer wichtigere Bedeutung zu.

Die Einführung der AusglMechV nimmt Einfluss auf den Großhandel, insbesondere auf den vortäglichen und untertäglichen Handel an der EPEX Spot. Während im alten System der Bandveredelung die Nachfrage nach Strom im Day-Ahead-Handel gesenkt wurde und die ÜNB abhängig von Ihrer Prognose zusätzliche Angebote oder Nachfrage einstellten, führt das neue System der Komplettvermarktung dazu, dass sich die Angebotsmenge verändert. Da die ÜNB gemäß der Vortagesprognose vorhergesagten Einspeiseleistung ihre Gebote grundsätzlich preis- und nachfrageunabhängig einstellen, wird das Angebot aus konventioneller Erzeugung verdrängt.

Auch wenn bereits im alten Regime die EEG-Mengen die Strompreise beeinflussten, zeigt sich durch die Umstellung auf eine Komplettvermarktung durch die ÜNB einen signifikanten Einfluss auf den Strom- und Börsenhandel. Welche Auswirkungen auf die Preise und gehandelten Volumina im vortäglichen und untertäglichen Handel an der EPEX bisher wahrnehmbar waren und ob der Absatz über die EPEX Spot ein geeigneter Kanal für die Vermarktung des EEG-Stroms war, wird nachfolgend beleuchtet.

²¹ Zum Spotmarkt werden alle Handelsgeschäfte gezählt, bei denen der Zeitraum zwischen Geschäftsabschluss und Erfüllung kleiner einer Woche ist. Am wichtigsten sind hierbei der Vortageshandel (Day Ahead), mit Lieferzeitpunkt am nächsten Tag und der untertägliche Handel (Intraday), bei dem der Lieferzeitpunkt innerhalb der nächsten 24 Stunden liegt.

2.4.1 Auswirkungen auf den vortäglichen Handel

Die ÜNB müssen die gemäß der Vortagesprognose vorhergesagte Einspeiseleistung im Vortageshandel der Strombörse preis- und nachfrageunabhängige Gebote einstellen. Dieses hat Auswirkungen auf das Handelsvolumen und auf die Preisentwicklung. Daneben konnten Effekte auf die Preisvolatilität und die Preisdifferenz zwischen Spitzen- und Grundlaststrompreisen beobachtet werden. Besonders in der Diskussion stand das Thema negative Börsenpreise. All diese Aspekte werden in den nächsten Abschnitten thematisiert.

2.4.1.1 Entwicklung des Handelsvolumens

Insgesamt verzeichnete der vortägliche börsenbasierte Handel im Jahr 2010 einen signifikanten Anstieg um mehr als 50 Prozent (von 135 TWh auf 205 TWh) und war damit wesentlich stärker als im außerbörslichen Bereich. Hierzu trug zu einem erheblichen Teil die vollständige Vermarktung der EEG-Strommengen bei, wie die Volumensprünge in Abbildung 8 Anfang 2010 zeigen. Betrug das Handelsvolumen der ÜNB im Jahr 2009 noch 20 TWh, vermarkteten sie 2010 im Vortagshandel 81 TWh über die EPEX Spot. Betrachtet man das an der EPEX Spot gehandelte Volumen beträgt der von den ÜNB vermarktete Anteil 40 Prozent des Vortageshandels. Bezieht man es auf das insgesamt im Vortageshandel gehandelte Volumen einschließlich der Volumina im bilateralen Handel liegt der Anteil der ÜNB nach Schätzungen der Bundesnetzagentur bei ca. 21 Prozent.

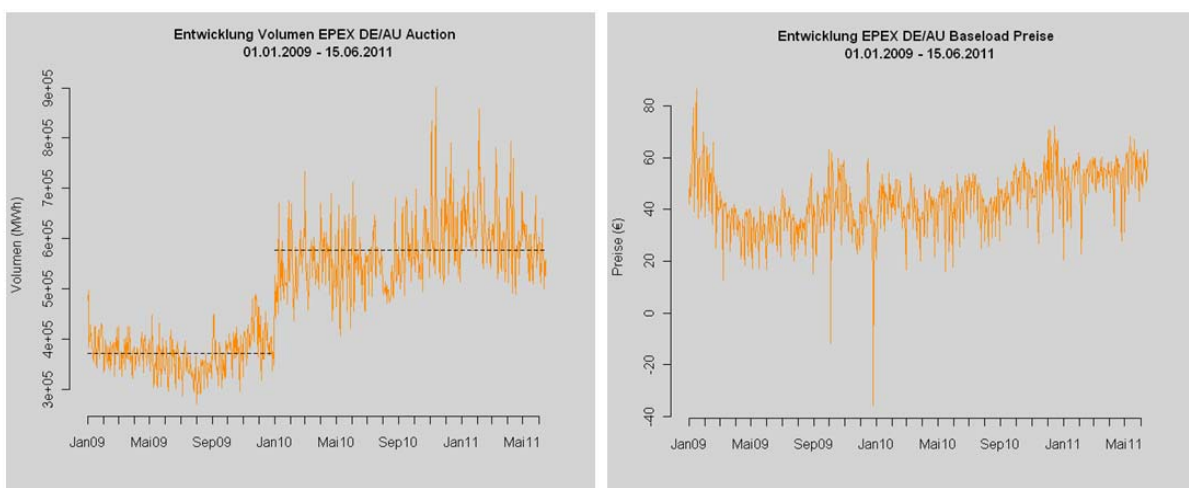


Abbildung 8 Entwicklung Auktionsvolumen und Preise (Baseload) im Vortagshandel der EPEX Spot DE/AU zwischen Januar 2009 und Mai 2011 (Quelle: EPEX Spot)

2.4.1.2 Entwicklung der Preise

Grundsätzlich lassen die Erfahrungen der letzten zwei Jahre den Schluss zu, dass die neue Form der Vermarktung der EEG-Strommengen durch die ÜNB über die Spotbörse (Day Ahead und Intraday) gut dazu geeignet war, die erzeugten EEG-Mengen erfolgreich und transparent zu vermarkten. Das Preisniveau des Vortageshandels im Jahr 2010 ist im Vergleich zum Vorjahr 2009 auch durch Preisanstiege bei den Primärenergieträgern leicht gestiegen.

Dennoch bleiben die Börsenpreise in 2010 deutlich unter den Höchstwerten aus dem Jahr 2008. Im Mittel betrug der Grundlastgroßhandelspreis im Jahr 2010 an der EPEX Spot (Phelix Day Base) 44,49 Euro/MWh (2009: 38,85 Euro/MWh) und der Spitzenlastpreis (Phelix Day Peak) 50,95 Euro/MWh (2009: 46,83 Euro/MWh). Es kam nach der Umstellung nicht zu signifikanten Marktpreisverzerrungen wie auch die Abbildung 8 zeigt. Im Gegensatz zur auffälligen „Bruchstelle“ bei der Volumenentwicklung Anfang 2010 zeigt die Preiskurve ein solches Verhalten nicht. Die EPEX Spot bestätigt, dass sich die Händler von Anfang an durch ein geändertes Angebotsverhalten sehr gut an die veränderte Situation angepasst haben. Unbenommen davon hat die steigende und nachfrageunabhängige Erzeugung von EEG-Strom signifikante Auswirkungen auf die Preisentwicklung an den Großhandelsmärkten. Einige wichtige Effekte werden nachfolgend besprochen:

2.4.1.3 Merit-Order-Effekt

Der Preiseffekt des EE-Stroms auf dem Großhandelsmarkt, der sogenannte Merit-Order-Effekt, beruht darauf, dass die EE-Stromvermarktung zumindest kurzfristig einen dämpfenden Effekt auf die Elektrizitäts-, aber auch auf die Brennstoff- und CO₂-Preise auf den Großmärkten ausübt. Denn höherpreisige Angebote, aus konventioneller Erzeugung und Stromimporte werden durch das preisunabhängige Angebot von einspeisevergütetem EEG-Strom durch die ÜNB verdrängt.

Auch EE-Strom aus direkt vermarkteten Anlagen dürfte im Regelfall aufgrund geringer variabler Erzeugungskosten sowie der zusätzlichen Marktprämie konventionelle Anlagen verdrängen. Mittel- bis langfristig kann sich die preisdämpfende Wirkung womöglich abschwächen, neutralisieren oder gar umkehren. Denn soweit zur Abdeckung der Last zu bestimmten Zeiten EE-Strom nicht verfügbar ist, müssen perspektivisch ggf. Ersatzkraftwerke gebaut oder nachfrageseitige Maßnahmen ergriffen werden. Die zur Finanzierung notwendigen Deckungsbeiträge müssen aufgrund des gestiegenen Angebots an EE-Strom in kürzeren

Einsatzzeiten als bisher erwirtschaftet werden. Die kurzfristigen Grenzkosten dieser Kraftwerke werden also tendenziell höher liegen und ebenso wie die Kosten für lastseitige Maßnahmen *ceteris paribus* gegenläufig zum oben beschriebenen kurzfristigen Merit-Order-Effekt wirken.

Insgesamt ist die Abschätzung des Merit-Order-Effekts schwierig, da es hierzu Modellrechnungen bedarf, die die aktuelle bzw. die zukünftige Situation der EEG-Einspeisung mit einer fiktiven Situation ohne EEG-Einspeisung vergleichen müssen. Dies führt in hier bekannten Studien zu recht unterschiedlichen Ergebnissen. Die Schätzungen der Studien für die vergangenen Jahre liegen für die kurzfristigen Merit-Order-Effekte der EEG-Strom-Einspeisung zwischen 3 und 7 Euro/MWh. Aktuelle Studien schätzen für das Jahr 2010 einen Effekt von 5 bzw. 8 Euro/MWh.²²

Betrachtet man die Auswirkungen auf die Verbraucher, so ist zu beachten, dass die Entlastungen durch die niedrigeren Strompreise (nach den genannten Schätzungen zwischen 0,3 und 0,8 Ct/kWh) deutlich niedriger ausfallen als die Belastungen durch die reguläre EEG-Umlage (3,592 Ct/kWh in 2012), mit der die zusätzlichen EE-Strom-Kapazitäten und somit der Merit-Order-Effekt ermöglicht werden. Privilegierte Letztverbraucher, die keine oder nur die begrenzte EEG-Umlage in Höhe von 0,05 Ct/kWh zahlen, profitieren hingegen bei saldierter Betrachtung dieser Be- und Entlastungen deutlich von dem Merit-Order-Effekt.

2.4.1.4 Volatilität und Preisdifferenz zwischen Spitzen- und Grundlaststrompreisen

Preisschwankungen spiegeln Knappheiten wider und setzen Anreize für eine entsprechende Angebots- und Nachfragesteuerung. Ein nicht erwünschter Effekt einer hohen Volatilität der Preise sind Risikozuschläge, die von den Marktteilnehmern verlangt werden. Wie Abbildung 9 zeigt, ist trotz anderweitiger Erwartungen die Volatilität der Börsenpreise durch die stärkere Vermarktung der EEG-Strommengen an der Spotbörse nicht gestiegen.

Es gab zu Beginn der Einführung der Börsenvermarktung durch die ÜNB Anfang 2010 eine erhebliche Preisvolatilität, da sich der Markt zunächst auf das neue System einstellen musste. Im Laufe des Jahres sank diese aber sehr stark ab und bewegt sich seither auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau. Diese Entwicklung ist auch auf dem Terminmarkt festzustellen. Hierzu hat neben den an der EPEX Spot vermarkteten EEG-Strommengen auch die

²² Vgl. Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e.V. (2011), Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energie, München und Fraunhofer ISI (2011), Analysen zum Merit-Order-Effekt Erneuerbarer Energien – Update für das Jahr 2010, Karlsruhe.

Kopplung des Day-Ahead-Markts in Deutschland mit dem nordischen und zentralwesteuropäischen Markt beigetragen. Die Marktkopplung führte zu einer effizienteren Nutzung der Grenzkuppelkapazitäten und damit einem besseren Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage in den benannten Regionen.

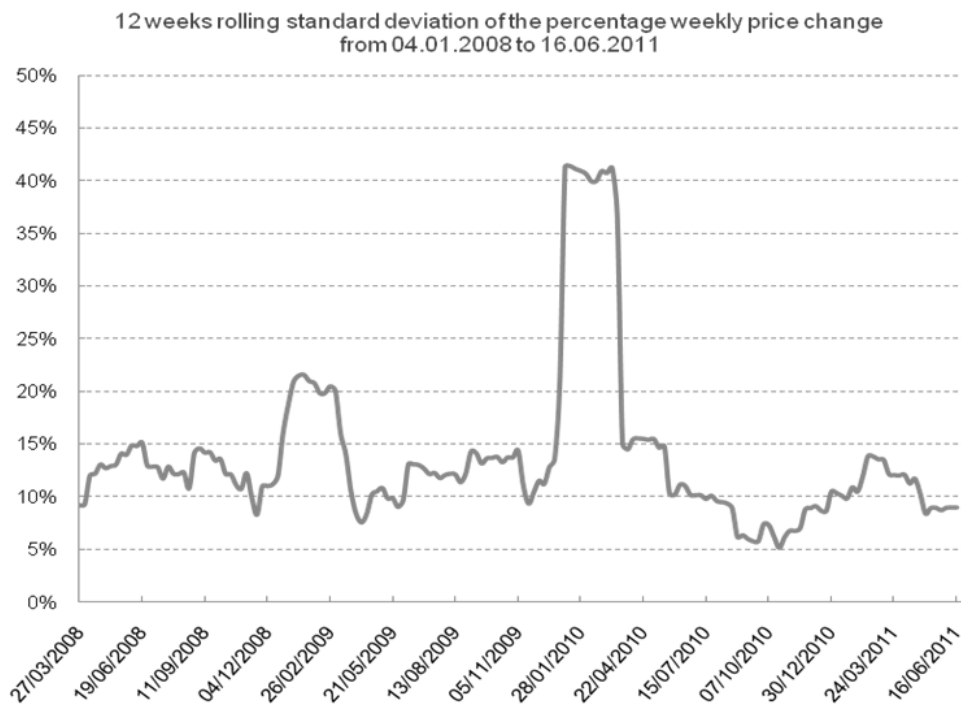


Abbildung 9 Entwicklung der Volatilität – Standardabweichung der prozentualen wöchentlichen Preisabweichungen Day Ahead vom 04.01.2008 bis 16.06.2011 (Quelle: EPEX Spot)

Der steigende Anteil des EEG-Stroms wirkt sich auch auf die Entwicklung der Preisdifferenz zwischen Spitzen- und Grundlaststrompreisen im vortäglichen Handel aus. In Deutschland lässt sich bereits seit 2007/2008 ein klarer Trend beobachten, dass die Preisdifferenz zwischen Spitzen- und Grundlaststrompreisen kontinuierlich sinkt. Blickt man im Vergleich dazu nach Frankreich, so ist dieser Trend dort nicht so eindeutig und stark wahrnehmbar – ein Indiz für den Einfluss der zunehmenden Einspeisung der Erneuerbaren in Deutschland (vgl. Abbildung 10).

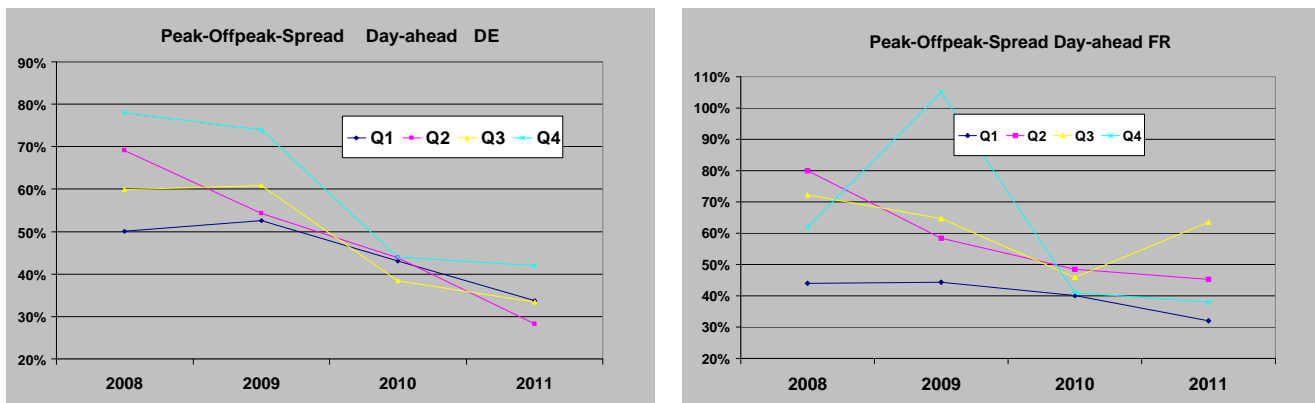


Abbildung 10 Unterschied der Spitzenlast-/Schwachlastpreise im Strom-Spotmarkt Deutschland bzw. Frankreich zw. 2008 und 2011 in Prozent, quartalsweise Mittelwerte (Quelle: ENBW Trading)

Insbesondere die hohe Photovoltaik-Einspeisung von bis zu 10 GW senkt das Preisniveau in Peak-Stunden. Wie die Abbildung 11 am Beispiel der Differenz zwischen Peak- und Base-Preisen zeigt, lagen im Jahr 2011 bereits an vereinzelt Tagen die Peak-Preise unter Base-Preisen. Mit zunehmender Photovoltaik-Einspeisung wird sich dieser Trend verstärken.

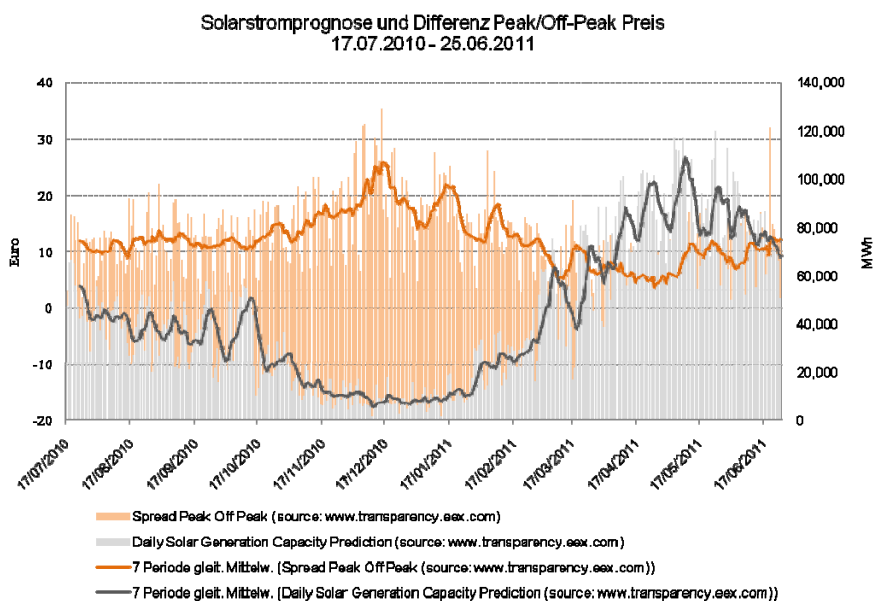


Abbildung 11 Einfluss der Solarstromproduktion auf die Preisdifferenz zwischen Peak/Off-Peak Preis (Quelle: EPEX Spot Präsentation *Drescher* vom 12.Juli im Rahmen der Veranstaltung „Eineinhalb Jahre Strom an der Börse“)

Eine geringere Preisvolatilität kann sich tendenziell positiv auf die Planungssicherheit auswirken und kann zu geringeren Risikoaufschlägen führen.

Gleichzeitig führen geringere Preisspitzen und verringerte Laufzeiten konventioneller Kraftwerke durch den zu erwartenden Ausbau der dargebotsabhängigen Stromerzeugungsanlagen dazu, dass Investitionen in neue Kraftwerkskapazität unrentabel werden können. Denn je geringer die Laufleistung von Kraftwerken ausfällt, desto schwieriger wird es grundsätzlich, positive Deckungsbeiträge zu erwirtschaften und die Investitionskosten zu amortisieren. Vor dem Hintergrund eines weiter steigenden Anteils Erneuerbarer Energien ist unklar, ob die Märkte auch in Zukunft ausreichende Signale für die Investition insbesondere in flexible konventionelle Kraftwerke geben. Das hat eine Diskussion über eine mögliche Einführung von sogenannten Kapazitätsmärkten angestoßen, der sich Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt weiter widmen werden.

2.4.1.5 Auftreten negativer Preise

Im Falle des Auftretens von negativen Preisen muss für den Kauf von Strom kein Entgelt gezahlt werden, sondern für die Abnahme von Strom erhält der Stromhändler vom Verkäufer eine Vergütung. Für die Vermarktung der EEG-Energiemengen bedeuten negative Preise, dass sich prognostizierte Einnahmen in den betreffenden Stunden in eine Kostenposition auf dem EEG-Konto umwandeln. Sollten die negativen Börsenpreise vermehrt auftreten und/oder jeweils in extrem negativen Bereichen liegen, könnte dies zu einer erheblichen Belastung der zukünftigen EEG-Umlagezahlungen und damit der Endkunden führen.

Negative Preise entstehen durch ein Zusammenspiel von

- einer (bislang) preisunabhängig schwankenden Nachfrage (die Verbraucher orientieren sich nicht an dem aktuell vorhandenen Stromangebot und dem dafür zu entrichtenden Preis)

und

- einem zeitweise auftretenden preisunabhängigen Angebot an Strom (die Stromproduzenten orientieren sich nicht an der aktuell vorhandenen Stromnachfrage und dem aktuellen Börsenstrompreis).

Verstärkt wird das Zusammentreffen dieser beiden Komponenten durch die Tatsache, dass zurzeit vergleichsweise eingeschränkte Speichermöglichkeiten für Strom vorhanden sind und damit notwendige Flexibilitäten im Hinblick auf Angebot und/oder Nachfrage u. U. nicht bestehen. Von den negativen Börsenpreisen geht daher ein wichtiges und richtiges Signal für

die notwendige Flexibilisierung der Energiewirtschaft aus. Ab einem gewissen negativen Börsenpreis gibt es allerdings Anzeichen, dass es keine wirksamen weiteren Anreize zur Verhaltensänderung gibt. Ab diesem Zeitpunkt überwiegen die unerwünschten Auswirkungen, die zu einer Erhöhung zukünftiger EEG-Umlagen führen können.

Wie die Tabelle 2 zeigt, traten insbesondere im Jahr 2009 gehäuft negative Preise im Day-Ahead-Markt auf. Insgesamt war dies in 71 von 8760 Stunden der Fall, während diese im Jahr 2008 und nach der Umstellung auf die AusglMechV und AusglMechAV in den Jahren 2010 und 2011 wesentlich seltener vorkam. Im Jahr 2009 kam es vier Mal zu Auktionsergebnissen, bei denen der Preis sogar -150 Euro pro MWh unterschritt. Bei einer Auktion mussten sogar 500 Euro für die Erzeugung einer Megawattstunde gezahlt werden.

	Minimalpreis	Anzahl der Stunden mit negativen Preisen	Anzahl der Stunden mit Preisen <-150 Euro
2008	-101,52 Euro	15	0
2009	-500,02 Euro	71	4
2010	-20,45 Euro	12	0
2011 (bis 13.12.2011)	-36,82 Euro	10	0

Tabelle 2 Minimalpreise, Anzahl der Stunden mit negativen Preisen im Vortageshandel in den Jahren 2008 bis 2011 (Quelle: EPEX Spot)

Mit dem Auftreten extremer negativer Preisspitzen entsteht neben den dargestellten Belastungen für die EEG-Umlage ein sehr kurzfristiger Finanzierungsbedarf des EEG-Kontos und daraus resultierend unter Umständen eine besondere Belastung der kurzfristigen Liquidität der ÜNB.

Die Bundesnetzagentur sah daher im Rahmen der Erstellung der AusglMechAV im Jahr 2009 die Notwendigkeit, in Ausnahmefällen eine zunächst bis Ende 2010 befristete Regelung, die eine Limitierung des Preises des von den ÜNB an der Börse zu vermarktenden EEG-Stroms in engen Grenzen ermöglicht, einzuführen. Da es auch nach dem Auslaufen der Ausnahmeregelung als nicht tragbar angesehen wurde, die ÜNB zu verpflichten, den EEG-Strom auch bei irrationalen negativen Preisen, die keine Anpassung des Nachfrage-

verhaltens mehr hervorrufen, den EEG-Strom preisunabhängig zu vermarkten, wurde Ende 2010 eine inhaltlich modifizierte Anschlussregelung erlassen.

Die geänderte Ausnahmeregelung ermöglicht es den ÜNB bis Februar 2013 im Fall eines Aufrufs einer zweiten Auktion durch die EPEX²³ - dies ist bei einem Börsenpreis kleiner -150 Euro/MWh der Fall - preislimitierte Gebote abzugeben. Die Preislimits werden nach objektiven, in der AusglMechAV vorgegebenen Mechanismen zufallsgesteuert ermittelt und müssen in der Spanne zwischen -350 Euro und -150 Euro/MWh liegen. Die zu veräußernde Strommenge ist in zehn gleich große Tranchen aufzuteilen und jeweils mit einem eigenen Preislimit anzubieten.

Die jetzt geltende Fassung der Ausnahmeregelung (§ 8 AusglMechAV) dient dazu, den Marktteilnehmern die für die Anpassung der Prozessabläufe und Verfahrensanweisungen zum Verhalten bei negativen Preisen notwendige Zeit zu geben. Dies gilt insbesondere für die weitere Flexibilisierung der konventionellen Erzeugung.

Wie beispielsweise der Blick auf zwei aufgrund des ähnlichen Wind-Dargebots vergleichbaren Samstage im Dezember 2009 und Februar 2010 veranschaulichen, waren die durchgeführten Maßnahmen zumindest bisher dazu geeignet, genannte Effekte weitgehend zu verhindern (vgl. Tabelle 3).

	Windprognose T-1 (MWh/Tag)	Volumen Auktion DE/AU (MWh/Tag)	Phelix Day Base (€/MWh)	Min. Std. Preis (€/MWh)	Volumen Kaufgebote bei -3.000€
26.12.2009	288 456	403 270	-35.57	-199.99	472 889
27.02.2010	281 494	620 387	28.43	0.19	831 662

Tabelle 3 Vergleich des Gebotsverhaltens am 26.12.2009 und 27.02.2010 (Quelle: EPEX Spot Präsentation *Drescher* vom 12.Juli im Rahmen der Veranstaltung „Eineinhalb Jahre Strom an der Börse“)

Die negativen Preisspitzen waren mit -20,45 Euro/MWh bzw. -36,82 Euro/MWh im Jahr 2010 bzw. 2011 wesentlich geringer als 2009. Das mit der Ausnahmeregelung aufgespannte

²³ Die EPEX Spot führt u. a. bei negativen Preisen unter -150 Euro/MWh (oder größer 500 Euro/MWh) eine zweite Auktion durch. Handelsteilnehmer werden darüber informiert und bekommen Gelegenheit, ihre Gebote kurzfristig zu überprüfen und ggf. anzupassen.

Sicherheitsnetz musste aufgrund der in 2010 und 2011 nur sehr moderat auftretenden negativen Börsenpreisen nur bedingt seine Wirkung entfalten. In wenigen Einzelfällen wurden von den ÜNB preislimitierte Gebote eingestellt, aber keine dieser Limitierungen kam effektiv zum Zuge und somit wurde die Vermarktungsmenge tatsächlich zu keinem Zeitpunkt beschnitten.

Hierzu hat sicherlich auch die Kopplung des Vortageshandels auf Großhandelsebene in Nordwesteuropa (Market Coupling) seinen Teil beigetragen. Nachdem im November 2009 bereits die Marktkopplung zwischen Deutschland und dem nordischen Markt erfolgreich gestartet war, stand im Jahr 2010 die Einführung einer Marktkopplung in der Region Zentralwesteuropa (CWE) im Mittelpunkt.

Seit Ihrer Einführung im November 2010 lässt sich mittlerweile in ca. 70 Prozent der Stunden Preisgleichheit in Deutschland, Frankreich und Benelux beobachten. Vor der Einführung der Marktkopplung war dies in weniger als ein Prozent der Stunden eines Jahres der Fall – eine bemerkenswerte Effizienzsteigerung, die auch dazu beiträgt, Erneuerbare Energien besser in den Markt zu integrieren.

Auch wenn die Maßnahmen im zurückliegenden Zeitraum gegriffen haben, ist dies für die Zukunft nicht selbstverständlich. Einerseits senken die Abschaltung der Atomkraftwerke die durch die Direktvermarktung induzierte stärker nachfrageorientierte Einspeisung und Maßnahmen zur Flexibilisierung des Verbrauchs die Wahrscheinlichkeit negativer Preise. Andererseits wird durch den stetigen Zubau von EEG-Anlagen der Anteil an der Energieerzeugung, der bei fester Einspeisevergütung bedarfsunabhängig produziert wird und nicht auf die vom Börsenpreis ausgehenden Signale reagiert, tendenziell das Auftreten negativer Börsenpreise begünstigt.

Daher kann nicht ausgeschlossen werden, dass die von der Stromwirtschaft bislang begonnenen Investitionen in die Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerkparks den stetig steigenden Zubau von EEG-Anlagen nicht zu jedem Zeitpunkt kompensieren können. Ein zukünftiges Auftreten von extremen negativen Preisen kann nicht ausgeschlossen werden. Die Notwendigkeit für den Fortbestand der Ausnahmeregelung zur Vermarktung der Erneuerbaren nach § 8 AusglMechAV wird rechtzeitig vor dem Auslaufen der Befristung kritisch zu prüfen sein.

2.4.2 Auswirkungen auf den untertäglichen Handel

Im untertäglichen Handel bzw. Intraday-Handel haben die ÜNB die letzte Möglichkeit, Abweichungen zwischen untertäglichen Prognosen und gemäß Vortagesprognose bereits veräußerten Strommengen auszugleichen. Dies geschieht im Unterschied zum Vortagshandel in einem kontinuierlichen Handel über die untertägliche Handelsplattformen einer Strombörse. Im Unterschied zu sonstigen Marktteilnehmern können ÜNB keine bilateralen Geschäfte tätigen, so dass Ihre letzte Handelsmöglichkeit bis Ende 2010 75 Minuten vor dem Lieferzeitpunkt endete. Zudem konnten sie bis Ende 2011 auch nur Stundenprodukte zum Ausgleich ihres Bilanzkreises erwerben oder verkaufen. Dies ist bei der Abbildung von Flanken in der fluktuierenden Erzeugung problematisch und führt zu unnötig hohem Ausgleichsenergiebedarf, da die Bilanzkreise in Viertelstundeneinheiten abgerechnet werden.

Bis Ende 2010 hatten die ÜNB dafür noch die Möglichkeit, ein Stundenprodukt – die sogenannte EEG-Reserve - als Vorhalteleistung auszuschreiben und zum Ausgleich von EEG-Abweichungen einzusetzen. Diese Ausschreibung wurde den ÜNB aufgrund des Beschlusses BK6-08-226 der Bundesnetzagentur aus dem Jahre 2009 ausgeschrieben werden. Sie wurde den ÜNB in der Anfangszeit der Börsenvermarktung der EEG-Mengen zugestanden, da seinerzeit die Befürchtung bestand, dass ggf. während der Übergangszeit die Liquidität im Intraday-Markt für die Aufnahme der EEG-Vermarktung nicht ausreichen würde.

Seit Ende des Jahres 2010 hat sich die Vermarktungssituation für die ÜNB aufgrund der Durchführung verschiedener Maßnahmen verbessert. Durch die Verkürzung der untertäglichen Fahrplanmeldung konnte auch der Handelsschluss an der EPEX Spot auf 45 Minuten vor Lieferung verkürzt werden. Mit der Einführung eines impliziten Kapazitätsvergabesystems ist seit dem 14.12.2010 erstmals der grenzüberschreitende Handel mit Frankreich über die Plattform der EPEX möglich. Im Zuge einer immer stärker gestiegenen Liquidität wurde das bis zum 31.12.2010 befristete Instrument der EEG-Reserve obsolet und entsprechend nicht weiter verlängert.

Im Dezember 2011 hat die EPEX Spot darüber hinaus Viertelstundenprodukte eingeführt. Diese 15-Minuten-Produkte, die in einem ersten Schritt für die 2 Frontstunden vor Lieferung angeboten werden, ist erforderlich, um den ÜNB einen besseren viertelstündlichen Ausgleich ihrer EEG-Bilanzkreise zu ermöglichen. Insbesondere Flanken der Wind- und Solareinspeisung können so besser nachgefahren werden, die ansonsten zu Bilanzkreisungleichgewichten und damit erhöhten Regel- und Ausgleichsenergiekosten geführt hätten. Die Einführung wird von der Bundesnetzagentur ausdrücklich begrüßt.

2.4.2.1 Entwicklung des Handelsvolumens

Der Intraday-Handel gewinnt immer mehr an Bedeutung. Betrachtet man den untertäglichen Handel stiegen die Handelsvolumina stetig an.

Lag das Handelsvolumen 2008 noch bei 2,29 TWh, betrug es 2009 bereits 5,66 TWh und 2010 wurden schließlich 10,3 TWh gehandelt. Insgesamt stieg das Handelsvolumen 2010, dem ersten Jahr des umgestellten Ausgleichsmechanismus, im Vergleich zum Vorjahr um 80 Prozent. Auch bei den ÜNB ist ein deutlicher Anstieg der Handelstätigkeit zu sehen. 2009 handelten sie noch etwas mehr als 2 TWh. 2010 waren es 4,4 TWh. Im Gegensatz zum Vortageshandel sind damit lediglich 50 Prozent des Gesamtanstiegs auf die verstärkte Beschaffung bzw. Veräußerung von Strommengen durch die ÜNB im Rahmen des EEG zurückzuführen.

Betrachtet man rein das an der EPEX Spot gehandelte Volumen, beträgt der von den ÜNB vermarktete Anteil 42 Prozent des Intraday-Handels. Bezieht man es auf das insgesamt im Intraday-Handel gehandelte Volumen einschließlich der Volumina im ausserbörslichen Handel, liegt der Anteil nach Schätzungen der Bundesnetzagentur bei ca. 10 Prozent.²⁴

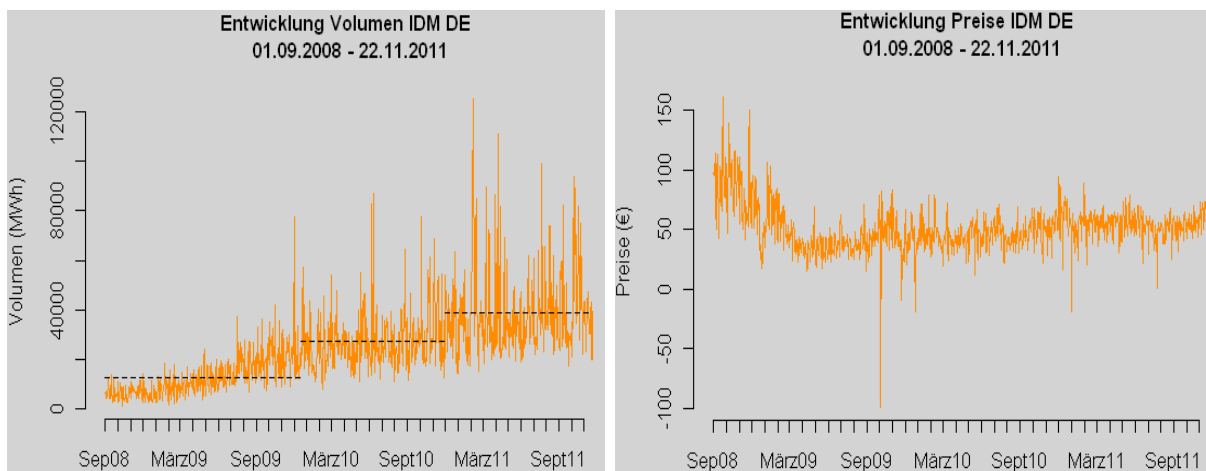


Abbildung 12 Entwicklung Auktionsvolumen und Preise im Intraday-Handel der EPEX Spot DE zwischen September 2008 und November 2011 (Quelle: EPEX Spot)

²⁴ Vgl. Monitoringbericht 2011 der Bundesnetzagentur, S. 28ff. unter: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/DE/Presse/Berichte/berichte_node.html.

2.4.3 Entwicklung der Preise

Aufgrund des kontinuierlichen Handelsmodells werden im untertäglichen Handel die Preise für jedes Geschäft einzeln festgelegt, so dass Aussagen über die Preise und die Auswirkungen der EEG-Einspeisung schwieriger zu treffen sind. Die in Tabelle 4 dargestellten Indikatoren weisen jedoch darauf hin, dass es im untertäglichen Handel vergleichbare Entwicklungen wie im Vortagshandel festzustellen sind.

Auch im untertäglichen Handel lässt sich feststellen, dass es nach der Umstellung nicht zu signifikanten Marktpreisverzerrungen kam. Das Preisniveau des untertäglichen Handels im Jahr 2010 ist im Vergleich zum Vorjahr 2009 ebenfalls leicht gestiegen. Dennoch blieben die Börsenpreise in 2010 deutlich unter den Höchstwerten aus dem Jahr 2008. Im Mittel betrug im Jahr 2010 der Preis an der EPEX Spot 48,33 Euro/MWh (2009: 42,31 Euro/MWh). Das durchschnittliche Preisniveau bewegt sich damit in den betrachteten Jahren 2008 bis 2011 stets leicht unterhalb des durchschnittlichen vortäglichen Spitzenlaststrompreises (zwischen 1,50 und 5 Euro/MWh).

Auch im Intraday-Handel ist die Preisvolatilität 2010/11 trotz stark gesteigener EEG-Strommengen im Vergleich zu den Jahren 2008/2009 deutlich gesunken. Die ermittelte Standardabweichung der stündlichen Durchschnittspreise hat sich zwischen 2008 und 2011 von 28 Euro/MWh auf 15 Euro/MWh beinahe halbiert.

	Durchschnittspreis (Euro/MWh)	Volatilität ²⁵ (Euro/MWh)	Absoluter Minimalpreis (Euro/MWh)	Minimum der stündlichen Durchschnittspreise (Euro/MWh)	Anzahl der Stunden mit negativen Preisen	Anzahl der Stunden mit Preisen <-150 Euro	Wert der Geschäfte bei positiven Börsenpreisen (Euro)	Wert von Geschäften bei negativen Börsenpreisen (Euro)
2011 ²⁶	53,55	15,23	-201,00	-201,00	32	0	729.978.562	2.239.440
2010	48,33	16,56	-190,00	-190,00	35	0	494.850.194	1.950.255
2009	42,31	24,97	-1.499,00	-1.499,00	105	19	246.505.065	6.951.226
2008	74,40	28,32	-50,00	-50,00	13	0	170.519.341	40.583

Tabelle 4 Preisindikatoren des untertäglichen Handel 2008 bis 2011

²⁵ Standardabweichung der stündlichen Durchschnittspreise.

²⁶ Daten vom 01.01.2011 bis 12.12.2011.

Auch das Auftreten negativer Preise im untertäglichen Handel ist mit der Umstellung der EEG-Stromvermarktung stark zurückgegangen wie die verschiedenen Indikatoren in der Tabelle 4 zeigen. Kam es 2009 noch in 105 Stunden zu negativen Preisen waren es 2010 nur 35 Stunden. Der materielle Wert von Geschäften, die bei negativen Börsenpreisen getätigt werden mussten, sank von knapp 7 Millionen Euro 2009 auf knapp 2 Millionen in 2010.

2.4.4 Fazit zu den Effekten auf den Stromhandel und die Börse

Die Einführung der Vermarktung des einspeisevergüteten EE-Stroms über die Marktplätze der Spotbörse durch den weiterentwickelten Ausgleichsmechanismus war ein positiver Schritt. Wie die im Kapitel 2.4 genannten Effekte und Zahlen zeigen, ist der Handelsplatz gut geeignet die aktuellen EEG Mengen zu verarbeiten und hat, unterstützt durch die begleitenden Maßnahmen und die Marktkopplung, nicht zu Verwerfungen in den Preisen geführt. Sie sorgte im Gegenteil für mehr Transparenz und Wettbewerb.

Die Erwartung der Bundesnetzagentur, dass sich die Intraday-Märkte positiv entwickeln werden, wenn entsprechende Volumina gehandelt werden, hat sich im Laufe der Jahre 2009 und 2010 vollauf bestätigt. Deutschland verfügt inzwischen über den liquidesten Intraday-Markt in Europa. Einer Fortschreibung der EEG-Stunden-Reserve als zusätzliches Instrument für die ÜNB bedarf es daher aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht.

Für die nahe Zukunft wird es wichtig sein, die weitere Kopplung der europäischen Märkte auch im Intraday-Bereich voranzutreiben und die Liquidität bei den Viertelstundenprodukten auch durch verbesserte Anreize in der Ausgleichsenergiebepreisung zu erhöhen.

2.5 Effekte für Stromlieferanten

Die Stromlieferanten profitieren deutlich von der Abschaffung der physikalischen Wälzung durch den weiterentwickelten Ausgleichsmechanismus.

Sie zahlen nach Einführung der AusglMechV nur noch die bundesweit einheitliche EEG-Umlage an die ÜNB. Ihre Pflicht zur physikalischen Abnahme des EEG-Stroms in Höhe der EEG-Quote ist entfallen. Damit wurde die bis dahin bestehende Notwendigkeit der Stromlieferanten hinfällig, ihr eigenes Beschaffungsportfolio jeweils kurzfristig an das sich monatlich ändernde EEG-Band, welches von den ÜNB vorgegeben wurde, anzupassen. Die Stromlieferanten sind seitdem in ihrer Beschaffungsstrategie unabhängig von der aktuellen Entwicklung der tatsächlichen EEG-Einspeisung und können von der gestiegenen Liquidität der

Spotmärkte profitieren. Da die EEG-Umlage zudem jeweils im Vorhinein für ein ganzes Jahr bestimmt und unterjährig nicht angepasst wird, besteht für sie nunmehr ein wesentlich höheres Maß an Planungssicherheit.

Diese von den Stromlieferanten eindringlich geforderte Änderung des Ausgleichsmechanismus hat sich somit in den letzten zwei Jahren aus ihrer Sicht bewährt.

Zusätzlich kommt ihnen seit der jüngsten Novellierung des EEG und des EnWG zu Gute, dass sie entsprechend der gezahlten EEG-Umlage für die Stromkennzeichnung einen Anteil des gelieferten Stroms als „Strom aus Erneuerbaren Energien, gefördert nach dem Erneuerbaren Energien Gesetz“ ausweisen dürfen (§ 42 EnWG 2011 i. V. m. § 54a EEG 2012).

Unsicherheiten bestehen bei den Stromlieferanten hinsichtlich der weiteren Entwicklung der EEG-Umlage. In eine Abschätzung der EEG-Umlage müssen viele Parameter einbezogen werden, die sehr sensitiv auf die Änderung von gesetzlichen Vorgaben (z. B. EEG-Vergütungssätze und Regelung zur Direktvermarktung), des Investitionsklimas (d.h. der Renditeerwartungen) und auch des jährlichen Wind- und Sonnendargebots reagieren.

Aus diesem Grunde hat die Bundesnetzagentur mit der AusgIMechAV die ÜNB verpflichtet, jeweils zum 15. November die Bandbreite der EEG-Umlage des übernächsten Jahres nach Stand von Wissenschaft und Technik zu prognostizieren und zu veröffentlichen. Hierbei müssen die wesentlichen Einflussfaktoren, wie die Entwicklung des Börsenpreises, der EEG-Vergütungssätze, des EEG-Zubaus, der tatsächlichen Benutzungsstunden, der Inanspruchnahme der Direktvermarktung, des (privilegierten) Letztverbraucherabsatzes und des umlagepflichtigen Letztverbraucherabsatzes auf die zukünftige EEG-Umlage in einer längeren Perspektive abgeschätzt werden.

Im Hinblick auf die Kalkulation zukünftiger Strompreise ist dies eine Hilfestellung für die Stromlieferanten. Auf die konkrete Abschätzung der ÜNB der Bandbreite für die EEG-Umlage 2013 wurde bereits im Kapitel 2.2 zur Ermittlung der EEG-Umlage eingegangen.

2.6 Effekte für Verbraucher

Die Verringerung der Abwicklungskosten des EEG-Ausgleichssystems durch die Abschaffung der EEG-Bandveredelung, die bereits im Abschnitt 2.3.4 zu den Kosten der EEG-Vermarktung und den administrativen Kosten der EEG-Kontoführung thematisiert wurde, kommt in erster Linie dem Verbraucher zu Gute.

Für den Verbraucher kommt es durch die Systemumstellung zu jährlichen Einsparungen im unteren dreistelligen Millionenbereich. Die Belastungen der privilegierten und der nicht-privilegierten Verbraucher durch die EEG-Umlage und die Entlastung durch den sogenannten Merit-Order-Effekt sind in den obigen Abschnitten 2.2.2 zur Ermittlung des EEG-umlagepflichtigen Letztverbraucherabsatzes und 2.4.1.3 zum Merit-Order-Effekt näher dargestellt.

Ferner geht mit der Umstellung auf die AusglMechV und die AusglMechAV eine erhöhte Transparenz auch für die Verbraucher einher. Das EEG sah zur Ermittlung der EEG-Kosten durch die Stromlieferanten verschiedene Methoden vor, so u. a. die Bezugnahme auf die unternehmensindividuellen Strombezugskosten, die wiederum von der Beschaffungsstrategie des Stromlieferanten sowie dessen Kundenstruktur abhingen. Die Folge war, dass die EEG-Kosten zwangsläufig zwischen den Stromlieferanten variierten. Dies erschwerte den Vergleich und die Nachvollziehbarkeit der Weitergabe der EEG-Kosten durch die Letztverbraucher. Die Erhöhung der Transparenz zeigt sich nicht zuletzt am fast vollständigen Rückgang der der Bundesnetzagentur vorgelegten Fragestellungen zur Berechnung und Weitergabe der EEG-Kosten von den Stromlieferanten auf Sondervertragskunden. Durch die Veröffentlichungspflichten der ÜNB gemäß AusglMechV und AusglMechAV haben des Weiteren auch Verbraucher die Möglichkeit, sich über die Vermarktung des einspeisevergüteten Stroms durch die ÜNB zu informieren.

3 Option der Drittvermarktung von EEG-Strom

Bereits zum Zeitpunkt der Übertragung der Vermarktungsaufgabe des EEG-Stroms auf die ÜNB wurde in § 9 der AusglMechV vorgesehen, nach zwei Jahren zu prüfen, ob und unter welchen Voraussetzungen diese Aufgabe an andere Marktakteure übertragen werden kann. Mit der sogenannten Drittvermarktung soll eine weitere Annäherung der im System der festen Einspeisevergütung befindlichen EE-Mengen an den Markt erreicht und eventuelle Effizienzpotentiale gehoben werden.

Mit gutachterlicher Unterstützung²⁷ hat die Bundesnetzagentur die Potentiale und die möglichen Ausgestaltungsformen der Drittvermarktung untersucht und mit den Marktteilnehmern konsultiert²⁸.

3.1 Rechtlicher Rahmen und Prämissen bei der Konzeption der Drittvermarktung

Die Bundesnetzagentur geht bei der Analyse zur Drittvermarktung grundsätzlich vom aktuell gültigen Rechtsrahmen aus. Die Potentiale und Ausgestaltungsformen für die Drittvermarktung werden damit entsprechend des EEG 2012 in Verbindung mit den bestehenden Regelungen der AusglMechV und der AusglMechAV betrachtet. Daraus ergeben sich folgende Prämissen bei der Evaluierung der Drittvermarktung:²⁹

- Vorrang für Erneuerbare Energien: Für eine Drittvermarktung gilt das Recht auf Vorrang für Erneuerbare Energien gleichermaßen. Dies beinhaltet eine Verpflichtung des Netzbetreibers zur vorrangigen Abnahme, Übertragung und Verteilung (§ 8 EEG), die nur in Ausnahmefällen (z. B. bei drohenden Netzengpässen vgl. § 11 EEG, § 13 EnWG) aufgehoben wird.

²⁷ Die Bundesnetzagentur hat ein Konsortium aus frontier economics und formeat services GmbH mit der „Entwicklung und Bewertung von Modellen der Drittvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien“ beauftragt. Bei der Bewertung der in diesem Abschnitt zu klärenden Fragen zur Drittvermarktung wird in einigen Punkten auf die Inhalte dieses Gutachtens zurückgegriffen. Abschnitte dieses Berichtsteiles, die sich auf die Inhalte des Gutachtens beziehen, sind entsprechend gekennzeichnet.

²⁸ Einen ersten Auftakt fand die Diskussion zum Thema Drittvermarktung im Zuge der von der Bundesnetzagentur und der EPEX SPOT ausgerichteten Veranstaltung am 12.07.2011 mit dem Titel „Eineinhalb Jahre Strom an der Börse“. Hierbei diskutierten mehr als 300 Experten aus Energiewirtschaft, Wissenschaft und Verwaltung über die Erfahrungen mit der börslichen Vermarktung von EEG-Strom und die Perspektiven der Marktintegration. Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur im Oktober 2011 erste Zwischenergebnisse des Gutachtens zur Drittvermarktung mit den Marktteilnehmern konsultiert und in einem Workshop vertieft diskutiert. Die Rückmeldungen sind sowohl in die Finalisierung des Gutachtens als auch in die Berichtslegung der Bundesnetzagentur eingeflossen.

²⁹ Vgl. frontier economics und formeat services GmbH in Gutachten zur Entwicklung und Bewertung von Modellen der Drittvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien (wie folgt Gutachten frontier), S. 6.

- Keine Beeinflussung der Einspeisepprofile: Aus der Beibehaltung des Einspeisevorrangs folgt für die Drittvermarktung die Vorgabe, dass die Möglichkeit der Beeinflussung der Einspeisepprofile, d. h. die Fahrweise der Erzeugungsanlagen, durch den Drittvermarkter ausgeschlossen ist. Hieraus ergibt sich ein wesentlicher Unterschied zu den verschiedenen Formen der Direktvermarktung, bei welchen u. a. eine marktoptimierte Anpassung der Erzeugung explizit angestrebt wird.
- Monatlicher Wechsel der Vermarktungsformen durch Anlagenbetreiber: Eine Drittvermarktung steht grundsätzlich in Konkurrenz zu den verschiedenen Direktvermarktungsformen nach EEG, d. h. Anlagenbetreiber haben prinzipiell die Möglichkeit, sich monatlich neu für einen Vermarktungsweg zu entscheiden. Für die Drittvermarktung folgt hieraus wie für die aktuelle Vermarktung durch die ÜNB eine mögliche Unsicherheit bezüglich des zu vermarktenden Anlagenportfolios. Gleiches gilt für den Zu- und Rückbau von Anlagen.
- Nutzung aller Vermarktungsformen und –wege: Einem Drittvermarkter stehen im Gegensatz zur Vermarktung durch die ÜNB nicht nur die Spotmärkte zur Verfügung, sondern auch die Terminmärkte. Außerdem haben sie die Möglichkeit bilaterale Kontrakte, so genannte OTC-Geschäfte, abzuschließen.

Für die Konzeption des Modells der Drittvermarktung ist die Abgrenzung von den verschiedenen Formen der Direktvermarktung notwendig.

Mit der EEG-Novelle 2012 wurde die Ausweitung und Neugestaltung der Direktvermarktung beschlossen. Ziel ist es, die Erneuerbaren Energien stärker an den Markt heranzuführen. Das zentrale Element dabei ist die Direktvermarktung mit Inanspruchnahme der Marktprämie. Die Anlagenbetreiber verzichten auf ihren festen Vergütungsanspruch nach dem EEG und vermarkten ihren Strom stattdessen selbst, sei es durch bilaterale Lieferverträge oder an der Börse. Ergänzend zum Verkaufserlös erhält der Betreiber die Marktprämie. Sie setzt sich aus der Differenz zwischen der jeweiligen EEG-Einspeisevergütung und dem durchschnittlichen energieträgerspezifischen Börsenstrompreis sowie einer Managementprämie zusammen. Letztere soll die nunmehr beim Anlagenbetreiber entstehenden Profilservice- und Transaktionskosten kompensieren.

Die wesentlichen Unterschiede zwischen der Vermarktung durch die ÜNB, einer Drittvermarktung und der Direktvermarktung sind folgend tabellarisch dargestellt:

	Vermarktung durch ÜNB	Drittvermarkter*)	Direktvermarkter **)
Einnahmen des Anlagenbetreibers	Anspruch auf feste Einspeisevergütung nach §§ 16 ff. EEG	Anspruch auf feste Einspeisevergütung nach §§ 16 ff. EEG	Eigenverantwortlich erzielter Verkaufserlös zzgl. Anspruch auf Marktprämie nach §§ 33b Nr. 1, 33g EEG
Bezug der EEG-Mengen Zuteilungsform der Mengen an den Vermarkter	Ergibt sich aus der physikalischen Abnahmepflicht gegenüber dem VNB	Zuteilung durch Ausschreibungsverfahren	Durch privatrechtliche Vertragsbeziehung zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarkter
Handelsplattform der EEG-Mengen	Spotmarkt	Nutzung sämtlicher Handelsplätze (lang- und kurzfristige Geschäfte an der Börse und OTC möglich) Aber: keine Teilnahme am Regelenergiemarkt möglich	Nutzung sämtlicher Handelsplätze (lang- und kurzfristige Geschäfte an der Börse und OTC möglich) sowie Teilnahme am Regelenergiemarkt möglich
Reaktionsmöglichkeit des Vermarktlers auf Marktpreissignale	Nein, Pflicht zur preisunabhängigen Vermarktung der EEG-Mengen (Ausnahme § 8 AusglMechAV bei Börsenpreisen jenseits minus 150 Euro)	Keine Mengensteuerungsmöglichkeit gegeben	Mengensteuerung generell möglich, aber nur bedingt, da auch bei geringen oder moderat negativen Marktpreisen Anreiz zur Einspeisung wegen Mitnahme der Markt- und Managementprämie besteht
Verbleib des Vermarktungserlöses	Einnahmeposition auf dem EEG-Konto	Unmittelbar beim Drittvermarkter	Unmittelbar beim Direktvermarkter/ Anlagenbetreiber
Prognose- und Bilanzkreisverantwortung	Liegt beim ÜNB	Liegt beim Drittvermarkter - kennt Anlagen nicht konkret, lediglich seine Mengen aus dem Bilanzkreisportfolio	Liegt beim Direktvermarkter unter konkreter Kenntnis der Anlagen
Grdsl. Anspruch des Anlagenbetreibers auf Entschädigung wegen Maßnahmen des Einspeisemanagements?	Ja	Ja	Ja
Vermarktung der Grünstromeigenschaft möglich?	Nein	Nein	Nein

Tabelle 5 Unterschiede der Vermarktungsformen

*) Vergleich bezieht sich auf Vorschläge eines möglichen Ausgestaltungsmodells einer Drittvermarktung wie im Kapitel 3.5 zur möglichen Ausgestaltung eines Drittvermarktungsmodell skizziert

**) Vergleich bezieht sich auf Direktvermarktung mit Inanspruchnahme der Marktprämie nach §§ 33b Nr.1, 33g EEG

Für eine umfassende Bewertung der Drittvermarktung ist es erforderlich, diesen Ansatz in Relation zum Ansatz der Direktvermarktung zu setzen und die beiden Vermarktungsformen voneinander abzugrenzen (vgl. vorstehend Tabelle 5).

Die Betrachtung der Direktvermarktung fokussiert sich dabei auf die vom Gesetzgeber neu geschaffene Möglichkeit der Inanspruchnahme der Marktprämie nach § 33b Nr.1 i. V. m. § 33g EEG. Die weiteren Direktvermarktungsformen - das modifizierte Grünstromprivileg nach § 33b Nr. 2 i. V. m. § 39 EEG sowie die sonstige Direktvermarktung nach § 33b Nr. 3 EEG - werden wegen ihrer abnehmenden bzw. geringen Bedeutung nicht weiter betrachtet.

3.2 Beschränkte Potentiale einer Drittvermarktung

An eine mögliche Drittvermarktung wird von der Bundesnetzagentur die Erwartung geknüpft, dass sie gegenüber dem aktuellen System der Vermarktung durch die ÜNB aus volkswirtschaftlicher Sicht positive Effekte aufweist. Diese positiven Systemeffizienzen müssen durch entstehende negative Effizienzwirkungen bei Einführung einer Drittvermarktung überkompensiert werden.

3.2.1 Mögliche Potentiale zur Steigerung der Systemeffizienz

Zunächst ist zu klären, ob die Drittvermarktung grundsätzlich das Potential besitzt, gegenüber dem derzeitigen System der Vermarktung durch die ÜNB mögliche bestehende Ineffizienzen abzubauen oder ob sie Effizienzpotentiale aufweist, welche durch die ÜNB nicht gehoben werden können. Die Kernfrage ist, ob die Einführung der Drittvermarktung einen positiven volkswirtschaftlichen Beitrag zur Steigerung der Systemeffizienz leisten kann. Mögliche Optimierungsbereiche wurden von der Bundesnetzagentur in der Ausweitung der Vermarktungswege, der Nutzung von Portfolioeffekten und der Verbesserung der Prognosegüte identifiziert.

3.2.1.1 Ausweitung der Vermarktungsoptionen

Gemäß § 2 AusglMechV sind die ÜNB verpflichtet, EEG-Mengen ausschließlich am vortäglichen oder untertäglichen Spotmarkt einer Strombörse zu vermarkten. Eine Vermarktung am Terminmarkt oder im bilateralen Handel ist im derzeitigen System ausgeschlossen.

Den Drittvermarktern hingegen stünde der Vermarktungsweg der erworbenen EEG-Tranchen frei. Fraglich ist, ob hieraus für das System der Drittvermarktung gegenüber der

Vermarktung durch die ÜNB ein genereller Vorteil abzuleiten ist, der höhere Vermarktungserlöse mit sich bringt. Denn die Nutzung der Terminmärkte hat in erster Linie die Funktion, zeitliche Risiken der Vermarktung zu streuen und dient nicht dazu, höhere Erträge zu generieren. Auch die Gutachter schätzen die Vorteile einer Terminvermarktung zurückhaltend ein:

Energieversorger agieren in ihrer Beschaffungsstrategie eher risikoavers und präferieren entsprechend eine fristenkongruente Beschaffung gegenüber dem Spotmarkt. Steht dieser Nachfrage auf den Terminmärkten kein entsprechendes Angebot gegenüber, da z. B. die Stromerzeuger weniger risikoavers agieren oder Mengen wie bei der EEG-Vermarktung nicht zur Verfügung stehen, könnte sich dies u. U. in Risikoprämien im Terminmarkt als Aufschlag auf erwartete Spotpreise bemerkbar machen. Zwar wird in der Theorie immer von einer Arbitragefreiheit zwischen Spot- und Terminmarkt ausgegangen. Die Historie hat jedoch gezeigt, dass dies keineswegs für alle Einzelperioden gelten muss und es erhebliche Abweichungen geben kann. Dies steht keineswegs im Widerspruch zu der Theorie, da temporäre Abweichungen in die eine und andere Richtung zum „Suchprozess“ des Marktes gehören.

Risikoprämien könnten sich Drittvermarkter, anders als die ÜNB heute, zunutze machen. Letztlich würden durch die Drittvermarktung Strommengen, die heute am Spotmarkt vermarktet werden, für risikoaverse Stromnachfrager zugänglich gemacht. Eine dauerhaft stabile Terminmarktprämie lässt sich in einem liberalisierten Markt allerdings nicht erwarten, da dann dauerhaft profitable und risikolose Handelsstrategien möglich wären.³⁰

Auch im Konsultationsprozess konnte der Nachweis zusätzlicher Erlöse bei Nutzung der Terminmärkte nicht konkret erbracht werden. Eine systematische Abweichung von Terminmarktpreisen zu Spotmarktpreisen konnte nicht belegt werden.

Es soll nicht unerwähnt bleiben, dass einige Marktteilnehmer im Konsultationsprozess die Nutzung der Terminmärkte als herausragenden Vorteil einer Drittvermarktung angesehen haben. Vorgebracht wurde, dass viele Stromhändler über jahrelange Expertise im Strommarkt verfügen und durch Ausnutzung entsprechender Handelsstrategien im Termin- und Spotmarkt dauerhaft höhere Vermarktungserlöse erzielen, als im Vergleich zur ausschließlichen Vermarktung am Spotmarkt.

Dennoch beinhaltet die Nutzung der Terminmärkte immer ein erheblich spekulatives Element, die auch zu Mindereinnahmen im Vergleich zur Vermarktung am Spotmarkt führen können. Die Bundesnetzagentur, wie im Übrigen auch die Mehrzahl der Konsultationsteil-

³⁰ Vgl. Gutachten frontier, S. 10f.

nehmer, sieht daher keinen per se existierenden Vorteil der Option zur langfristigen Vermarktung.

3.2.1.2 Ausnutzung des Portfolioeffekts

Durch eine Drittvermarktung wäre es ggf. möglich, die EEG-Erzeugung in bereits vorhandene (konventionelle) Erzeugungs- und Beschaffungsportfolien einzubinden. Gelänge es hierdurch, Erzeugungstechnologien bzw. Stromabsatz mit komplementärem Risikoprofil zu kombinieren, ließe sich dadurch eine Risikominderung erzielen, die effizienzsteigernd wirken würde (sogenannter Portfolioeffekt).

Die EEG-Erzeugung hat je nach zugrunde liegendem Energieträger (Wind, Photovoltaik, Laufwasser, etc.) sehr unterschiedliche Einspeiseprofile. Ein direkter Zugriff auf solche Erzeugungsprofile über die Drittvermarktung könnte für Marktteilnehmer z. B. eine unmittelbare Absicherung gegen eigene Nachfrageschwankungen darstellen. So sind eine Reihe von Bedarfsprofilen (z. B. Haushalte) bezüglich des Tagesverlaufes recht gut mit der Erzeugung aus Photovoltaikanlagen korreliert.³¹

Im Konsultationsprozess wurde von einigen Händlern zwar die Möglichkeit gesehen, durch gezielte Integration des EEG-Stroms in das eigene Erzeugungs- und Absatzportfolio effizientere Vermarktungswege beschreiben zu können. Allerdings wurden hierfür keine konkreten Beispiele benannt. Andere Händler hielten den Portfolioeffekt hingegen für vernachlässigbar gering, da zur Nutzung dieses Effektes bereits verschiedenste Produkte an liquiden Handelsplätzen existieren.

Im Ergebnis scheint aus Sicht der Bundesnetzagentur der beschriebene Portfolioeffekt ein relativ geringes Potential zur Hebung der Gesamtsystemeffizienz darzustellen. Die beschriebenen Portfolioeffekte sind gleichermaßen durch liquide Märkte erzielbar.

3.2.1.3 Verbesserung der Prognosegüte

Eine gute Prognose führt zu einer geringeren Abweichung zwischen vermarkteter und tatsächlich erzeugter Menge und hinsichtlich der Bilanzkreisbewirtschaftung zu sinkenden Kosten. Die Prognosequalität könnte also grundsätzlich ein wichtiger Ansatzpunkt zur Effizienz-

³¹ Vgl. Gutachten frontier, S. 11.

steigerung sein. Dieses ist aber nur dann der Fall, wenn die Prognoseverantwortung vom Drittvermarkter getragen wird.

Das mögliche Ausmaß von Prognoseverbesserungen ist im Vergleich zur derzeitigen Prognoseerstellung der ÜNB kritisch zu hinterfragen. Die ÜNB sind nach der AusglMechV verpflichtet, ihren EEG-Bilanzkreis im Sinne eines ordentlichen Händlers ausgeglichen zu führen und ihre Prognosen regelmäßig dem Stand von Wissenschaft und Technik anzupassen. Die ÜNB verfügen darüber hinaus im Zuge der EEG-Vermarktung über ein langjähriges Prognose-Know-How und arbeiten mit den führenden Prognoseanbietern zusammen. Ferner wurde durch § 7 AusglMechAV für die ÜNB ein Anreiz geschaffen, die im Rahmen der EEG-Vermarktungstätigkeit u. a. durch die Prognosequalität beeinflussbaren Einnahmen und Ausgaben zu optimieren.³²

Hinsichtlich der Möglichkeit, Einfluss auf die Prognosegüte zu nehmen, zeigt sich einer der wesentlichen Unterschiede der Drittvermarktung zur Direktvermarktung. In dem von der Bundesnetzagentur skizzierten Modell³³ einer Drittvermarktung kann - anders als bei der Direktvermarktung - die Prognosequalität nicht durch Kommunikation mit dem Anlagenbetreiber verbessert werden, da die zu vermarktenden Strommengen nicht einzelnen Anlagen zugeordnet sind. Der jeweilige Drittvermarkter hat keine Kenntnisse über die einzelnen Anlagen, stattdessen müsste der Drittvermarkter einen übergreifenden Prognoseansatz wählen, der sich nach den unspezifischen Parametern der von ihm vermarkteten Tranche richtet (z. B. Vermarktung eines Energieträgers in einer Regelzone).

Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass durch die Drittvermarktung der Wettbewerb um die beste Prognosegüte intensiviert werden könnte. Ob die Prognosequalität speziell durch die Einführung der Drittvermarktung noch so spürbar gesteigert werden könnte, dass sich hieraus signifikante Kostenvorteile generieren, konnte im Konsultationsprozess nicht belegt werden.

3.2.2 Negative Effizienzwirkungen

Den bereits beschriebenen möglichen Ansatzpunkten zur Erhöhung der Systemeffizienz stehen negative Effizienzwirkungen gegenüber, welche diese positiven Effizienzpotentiale auf-

³² Für weitere Informationen zur Anreizkomponente siehe Kapitel 2.3.5.

³³ Siehe Kapitel 3.5 zur möglichen Modellausgestaltung einer Drittvermarktung.

wiegen oder ggf. auch überwiegen könnten. Dies könnte im Ergebnis zu einer Erhöhung der Systemkosten führen.

3.2.2.1 Ausschreibungs- und Transaktionskosten

Bei einer Verlagerung der EEG-Vermarktung von den ÜNB auf Dritte entstünden Kosten der Ausschreibung und Abwicklung. So ist zu erwarten, dass kurzfristig die Systemumstellung zusätzlichen Aufwand sowohl bei den ÜNB, als auch bei den Drittvermarktern und damit verbundene Kosten mit sich bringt. Langfristig sind zusätzliche Kosten zu erwarten, so z. B. Transaktionskosten für die Durchführung der Ausschreibungen zur Vergabe der Drittvermarktungstranchen. Im Übrigen erhöht sich die Komplexität der Abwicklung des Wälzungsmechanismus durch die Zunahme der interagierenden Schnittstellen. Drittvermarkter und ÜNB müssen in einem erheblichen Umfang bilanzkreisrelevante Informationen austauschen.

Auch können negative Effizienzwirkungen entstehen, weil die ÜNB als Rückfall-Position zum Zeitpunkt der Einführung der Drittvermarktung weiterhin zur Verfügung stehen.³⁴ So verringern sich durch die Auslagerung der EEG-Vermarktungsaufgabe bei den ÜNB nicht zwangsläufig die Vermarktungskosten. Die Infrastruktur beim ÜNB für die EEG-Vermarktung ist vorhanden und muss weiterhin unverändert für die „restliche“ EEG-Vermarktung vorgehalten werden. Der Aufbau paralleler Vermarktungsstrukturen bei den ÜNB und den Drittvermarktern könnte somit einen kostensteigernden Effekt haben. Wobei natürlich einschränkend zu berücksichtigen ist, dass viele Händler die als Drittvermarkter tätig würden, bereits über eine entsprechende Infrastruktur, z. B. für die Prognoseerstellung, verfügen.

3.2.2.2 Ineffizienzen durch Aufspaltung der Risiken

Weitere Ineffizienzen könnten durch die Aufspaltung der derzeit bei den ÜNB gebündelten Risiken entstehen.

Eine Tranchierung der EEG-Vermarktungsmenge der ÜNB könnte mit einem Verlust von physischen Portfolioeffekten einhergehen. Speziell die fluktuierende Wind- und PV-Einspeisung kann in kleinen Portfolien generell nur bedingt saldiert werden. Ähnliche Pooling-Effekte könnten nur von den Drittvermarktern mit größeren Portfolien erreicht werden.

³⁴ Siehe Kapitel 3.1 zum rechtlichen Rahmen und den Prämissen bei der Konzeption der Drittvermarktung.

Ferner könnte der Verlust von Größenvorteilen Zusatzkosten verursachen, da bestimmte Prozesse, die bislang zentralisiert durchgeführt werden, bei der Drittvermarktung in Einzelprozesse aufgeteilt werden müssten. Diese Größenvorteile beziehen sich insbesondere auf die Prognoseerstellung sowie die Vermarktungstätigkeit. Für beide Effekte gilt allerdings einschränkend, dass dieses Problem im Falle mittlerer bis großer Händler, die als Drittvermarkter auftreten, eine entsprechend geringere Tragweite hätte, da diese über entsprechende etablierte Prozesse verfügen.

3.3 Effekte einer Drittvermarktung auf die EEG-Umlage

Bei der Beurteilung einer Drittvermarktung spielen neben der Frage der volkswirtschaftlichen Effizienz auch die Auswirkungen auf die Verteilung von Renten auf die betroffenen Akteure eine wesentliche Rolle.³⁵ Selbst wenn es insgesamt einen volkswirtschaftlichen Vorteil gibt, könnten die Renditen so verteilt sein, dass damit keine Umlagesenkung einhergeht.

Aus volkswirtschaftlicher Perspektive sind Verteilungseffekte i. d. R. unerheblich, da der volkswirtschaftliche Nutzen in der Ökonomie unabhängig davon beurteilt wird, bei welchen Akteuren dieser anfällt. Allerdings werden Stromverbraucher das System einer Drittvermarktung nur dann akzeptieren, wenn sie durch die Einführung einer Drittvermarktung nicht zusätzlich belastet würden. Deshalb ist es für die Akzeptanz in der Praxis wesentlich, dass die EEG-Umlage, die die Stromverbraucher zur Finanzierung der EEG-Förderung zu tragen haben, durch die Einführung nicht steigt. Aus Sicht der Bundesnetzagentur sollte nach Möglichkeit die EEG-Umlage durch eine Drittvermarktung sogar sinken.

Mit den Drittvermarktern würde zunächst eine weitere Gruppe von Akteuren innerhalb der EEG-Vermarktungskette eingeführt. Die Drittvermarkter verfolgen ausdrücklich, anders als die ÜNB in diesem Tätigkeitsfeld, eine Gewinnerzielungsabsicht. Drittvermarktern wird grundsätzlich ein monetärer Anreiz geboten werden müssen, um Kosten und Risiken der EEG-Vermarktung zu übernehmen. Sollte die Höhe der bei den Drittvermarktern anfallenden Gewinne ggf. mögliche realisierte effizienzsteigernde Potentiale übersteigen, käme es durch die Drittvermarktung zu einer Erhöhung der EEG-Umlage. Es sind folglich durchaus Konstellationen denkbar, in denen es trotz eindeutiger Effizienzvorteile einer Drittvermarktung zu einer Erhöhung der EEG-Umlage kommen könnte.

³⁵ Vgl. Gutachten frontier, S. 14.

Für die ÜNB stellen die mit der EEG-Vermarktungstätigkeit verbundenen Einnahmen und Ausgaben grundsätzlich eine durchlaufende Position dar. Die Drittvermarkter betreiben dagegen - da sie anders als die ÜNB nicht über den Ausgleichsmechanismus abgesichert sind - ein risikobehaftetes Geschäft, welches sie beim Erwerb von Drittvermarktungsmengen mit entsprechenden negativen Risikoprämien auf den Kaufpreis der Tranchen versehen müssen. Mindert man bei der Ausgestaltung des Drittvermarktungsmodells die Risiken für die Drittvermarkter – denkbar wäre z. B. die ausschließliche Prognoseverantwortung bei den ÜNB -, so benötigen diese zwar geringere Risikoabschläge; für das Gesamtsystem wird es dadurch jedoch nicht zwangsläufig günstiger. Im Gegenteil besteht dann zunehmend die Gefahr, dass die Chancen an die Drittvermarkter übergehen, während die Risiken im Ausgleichsmechanismus und damit im Ergebnis bei den Letztverbrauchern verblieben. Zusätzlich verbleibt selbst bei der Übertragung von Risiken an die Drittvermarkter stets das Ausfallrisiko bei den ÜNB bzw. den Letztverbrauchern. Sowohl die zusätzliche Marge als auch die Preisabschläge und Mengenrisiken haben kostensteigernde Wirkung zulasten der EEG-Umlage, die nur über deutliche Effizienzsteigerungen ausgeglichen werden könnten.

3.4 Drittvermarktung unter ordnungspolitischen Gesichtspunkten

Bei der Bewertung der Drittvermarktung hat die Bundesnetzagentur sowohl das aktuelle System der EEG-Vermarktung als auch eine denkbare Drittvermarktung unter ordnungspolitischen Gesichtspunkten gewogen. Die Auswirkungen der Drittvermarktung auf den Wettbewerb sowie die Transparenz der Vermarktung werden nachfolgend dargestellt.

3.4.1 Wettbewerbseffekte

Die bestehende Zuordnung der Aufgabe der Vermarktung von EEG-Strom an die ÜNB erscheint unter ordnungspolitischen Gesichtspunkten als nicht ideal. Im Hinblick auf das erklärte energiepolitische Ziel einer deutlichen Ausweitung der Nutzung Erneuerbarer Energien bestehen Befürchtungen, dass langfristig große Teile der in Deutschland erzeugten Strommengen zentral von wenigen Netzbetreibern vermarktet werden, die als Inhaber natürlicher Netzmonopole zur Neutralität gegenüber Lieferanten verpflichtet sind.³⁶

Nach dem Leitbild der Entflechtung ist es in der Tat nicht erstrebenswert, wenn Netzbetreiber einen großen – und weiter wachsenden - Anteil der Strommengen in Deutschland vermarkten. Als Netzbetreiber sollen die ÜNB ihre Netze sicher betreiben, bedarfsgerecht ausbauen und diskriminierungsfreien Zugang gewähren. Die Aufgabe der treuhänderähnlichen Ver-

³⁶ Vgl. Gutachten frontier, S. 16.

marktung von EEG-Strom ist erst einmal ein Fremdkörper, der von der Kernfunktion als Netzbetreiber getrennt zu halten ist.

Ziel des Entflechtungsansatzes ist es, die Ausnutzung der Marktmacht als Netzbetreiber für wettbewerbliche Bereiche wie die Erzeugung und den Vertrieb von Energie zu verhindern. Zugangs- und Entgeltgestaltungen vertikal integrierter Unternehmen sollen nicht durch Quersubventionen und sonstige versteckte oder offene Diskriminierungen gegenüber externen Marktteilnehmern verzerrt werden und einzelne Unternehmen bevorzugen.

Mit Blick auf die Vermarktung des EEG-Stroms durch die ÜNB, die in erster Linie auch gewichtigen praktischen Erwägungen geschuldet ist, erscheint es daher ordnungspolitisch als nicht ideal, dass Netzbetreibern zusätzlich Vermarktungsaufgaben zugewiesen werden.

Dieser Umstand wird jedoch durch die konkrete Ausgestaltung deutlich eingeschränkt. Aufgrund des im EEG, der AusglMechV und der AusglMechAV klar vorgegebenen restriktiven gesetzlichen Rahmens für die Vermarktungsaufgaben ist gewährleistet, dass es an dieser Stelle nicht zum Missbrauch der Marktmacht durch die ÜNB kommt. Gemäß diesen Regelungen nehmen die ÜNB die Vermarktungsaufgaben im Ausgleichsmechanismussystem nur in einer treuhänderähnlichen Funktion wahr. Sie müssen diese Funktion von den Aufgaben des Netzbetriebs streng getrennt halten und beispielsweise alle Zahlungsströme über ein getrenntes EEG-Konto abwickeln. Die Einnahmen aus der Vermarktung dienen allein der Entlastung des EEG-Kontos und damit der EEG-Umlage, nicht einem eigenen Geschäftsmodell der ÜNB. Der den ÜNB gegebene Entscheidungsrahmen fällt folgerichtig äußerst gering aus und kann durch die hohen Transparenzanforderungen von den Marktteilnehmern weitgehend nachvollzogen werden.

Die Einführung einer teilweisen Drittvermarktung³⁷ würde das geschilderte ordnungspolitische Grundproblem nicht beseitigen, sondern bestenfalls abschwächen. Denn die möglichen Varianten einer Drittvermarktung lassen die Grundfunktion der ÜNB als eine Art physikalische Drehscheibe im Ausgleichsmechanismus unberührt. Die ÜNB würden weiterhin in treuhänderischer Funktion den Ausgleich durchführen und lediglich einen gewissen Anteil der EEG-Strommenge nicht mehr nach engen Vorgaben über die Börse, sondern nach engen Vorgaben an die Drittvermarkter vermarkten. Die nicht sinnvoll drittvermarktbareren Strommengen müssten die ÜNB zusätzlich weiterhin über die Börse vermarkten. Die ordnungspolitisch problematische Funktion der ÜNB bliebe daher in wesentlichen Teilen erhalten.

³⁷ Siehe Kapitel 3.5 zur möglichen Modellausgestaltung einer Drittvermarktung.

Positive Wettbewerbsimpulse könnten bei einer Drittvermarktung insofern entstehen, als die Vermarktung von EEG-Strom nicht mehr auf einen kleinen, im Vorfeld eingeschränkten Kreis von Akteuren begrenzt wäre. Grundsätzlich ist eine solche Verringerung der Vermarktungskonzentration ein erstrebenswertes Ziel, da eine solche das Potential für marktmissbräuchliches Verhalten einschränkt. Ein solches könnte bspw. durch künstliche Preiserhöhungen durch die Zurückhaltung verfügbarer Mengen bestehen.

Unter ordnungspolitischen Gesichtspunkten sind jedoch nicht nur die Auswirkungen der Tätigkeiten der ÜNB zu beachten. Zum Gesamtbild gehört auch, dass die Marktmacht der als Drittvermarkter tätig werdenden Händler oder Erzeuger durch die drittvermarkteten Mengen beträchtlich steigen kann. Der Weg der Drittvermarktung dürfte aufgrund der erheblichen Fluktuation der Einspeisemengen und der damit verbundenen Risiken weniger für kleinere, sondern insbesondere für größere Marktteilnehmer mit zusätzlichen eigenen und dargebotensunabhängigen Erzeugungskapazitäten attraktiv sein. Eine Drittvermarktung kann dadurch durchaus zu einer wettbewerblich nachteiligen Konzentrationswirkung auf Seiten der Stromhändler bzw. Erzeuger führen.

Vergrößert z. B. ein Stromerzeuger mit hohem Marktanteil im konventionellen Erzeugungsektor sein Vermarktungsportfolio durch die Ersteigerung großer Drittvermarktungsmengen, könnten Anreize zu marktmissbräuchlichem Verhalten beim Stromverkauf entstehen, da er mit einem größeren Erzeugungsportfolio von möglichen Preissteigerungen profitieren könnte.³⁸

Die positiven ordnungspolitischen Effekte können daher von den nachteiligen Effekten ausgeglichen oder sogar überkompensiert werden. Eingeschränkt werden können diese Wettbewerbsnachteile aufgrund einer EEG-Drittvermarktung, wenn das Ausschreibungsdesign speziell darauf ausgerichtet wird, eine zu hohe Konzentrationswirkung zu beschränken. Dies könnte z. B. durch eine maximale Tranchenanzahl pro Drittvermarkter und die Steigerung der Attraktivität für Drittvermarkter ohne eigene flexible Erzeugungskapazitäten erreicht werden. Einschränkungen von Risiken zugunsten der Drittvermarkter gehen jedoch stets zulasten der ÜNB bzw. der Verbraucher, die letztlich die EEG-Umlage zahlen.

Neben der Option der Drittvermarktung führt die Steigerung des Anteils der direkt vermarkteten Anlagen durch die Einführung der gleitenden Marktprämie zu einer Verringerung der Einflussnahme der ÜNB insbesondere auf die Spotmärkte. Zwar bleiben sie bei der operativen Abwicklung der Direktvermarktung - hier vor allen Dingen der Auszahlung der Marktprämie

³⁸ Vgl. Gutachten frontier, S. 18.

an die VNB - stark involviert, sind aber nicht mehr für die Vermarktung für diese Strommengen verantwortlich. Die Rolle der ÜNB als Vermarkter der EEG-Strommengen wird daher zukünftig voraussichtlich auch unabhängig von der Einführung einer Drittvermarktung abnehmen. Das geschilderte ordnungspolitische Problem verliert dadurch entsprechend an Gewicht.

3.4.2 Auswirkungen auf die Transparenz

Die derzeitige Vermarktung durch die ÜNB ist wegen der Vorgabe der ausschließlichen Vermarktung der EEG-Strommengen am Spotmarkt in einem hohen Maße transparent. Die ÜNB sind derzeit durch eine Vielzahl von Veröffentlichungspflichten verpflichtet, ihre Vermarktungstätigkeiten gegenüber der Öffentlichkeit transparent darzustellen.

Zwar kann die Vergabe der Drittvermarktungsmengen durch die Wahl eines entsprechenden Ausschreibungsprozesses transparent dargestellt werden, dennoch werden die Veröffentlichungspflichten deutlich geringer ausfallen, da die Drittvermarkter die Vermarktungsaufgabe nicht mehr treuhänderisch, sondern auf eigene Rechnung ausüben. In der Folge wird die EEG-Drittvermarktung gegenüber der Vermarktung durch die ÜNB schlechter nachvollziehbar, weil die Vermarktungswege des jeweiligen Drittvermarktlers innerhalb seiner Geschäftstätigkeit frei wählbar sein müssen und in der Konsequenz für Außenstehende intransparent sind.

3.5 Mögliche Modellausgestaltung einer Drittvermarktung

Obwohl die Bundesnetzagentur dem Potential einer Drittvermarktung derzeit eher zurückhaltend gegenübersteht, hat sie gemeinsam mit den beauftragten Gutachtern die entscheidenden Modelldimensionen einer Drittvermarktung herausgearbeitet. In dem folgenden Abschnitt werden die zentralen Design-Dimensionen der Drittvermarktung skizziert und die aus Sicht der Bundesnetzagentur notwendige Parametrierung vorgestellt.³⁹

Um die Vielzahl der Einflussfaktoren zu strukturieren und zu gestalten, hat die Bundesnetzagentur mit den Gutachtern Prämissen, die letztlich die Rahmenbedingungen für die Ausgestaltung des Modells darstellen, die zentralen Design-Dimensionen sowie weitere Ausgestaltungsmerkmale identifiziert. Zu den Rahmen setzenden Prämissen zählt der Bedarf einer

³⁹ Für eine ausführliche Diskussion der Ausgestaltungsoptionen einer Drittvermarktung einschließlich der Eingrenzung möglicher Direktvermarktungsmodelle durch Bestimmung der zentralen Ausgestaltungsdimensionen vgl. Gutachten frontier. S. 21 ff.

stufenweisen Ausweitung einer möglichen Drittvermarktung. Demnach sollte das System der Vermarktung durch die ÜNB als Rückfall-Position zum Zeitpunkt der Einführung der Drittvermarktung weiterhin bestehen bleiben und bei einem Erfolg des Drittvermarktungsmodells sukzessive an Bedeutung verlieren. Darüber hinaus erscheint es sinnvoll, dass ein mögliches Modell generell mehreren Drittvermarktern offen steht. Dadurch könnte ein Wettbewerb über die ausgeschriebenen Tranchen und die effizientesten Vermarktungsformen entstehen.

Als zentrale Design-Dimensionen, die die wesentlichen Handlungsoptionen eines Drittvermarkters tiefgreifend bestimmen, haben sich folgende drei Kernaspekte gezeigt:

- die Abgrenzung des Produktes, welches durch Dritte vermarktet werden soll
- die Zuordnung der Bilanzkreisverantwortung
- die Grundlage der Zahlungsverpflichtung des Drittvermarkters

Diese drei zentralen Design-Dimensionen können, wie in Abbildung 13 ersichtlich, in einer Bandbreite zwischen zwei extremen Ausprägungen liegen und definieren die wesentlichen Grundeigenschaften eines Drittvermarktungsmodells.

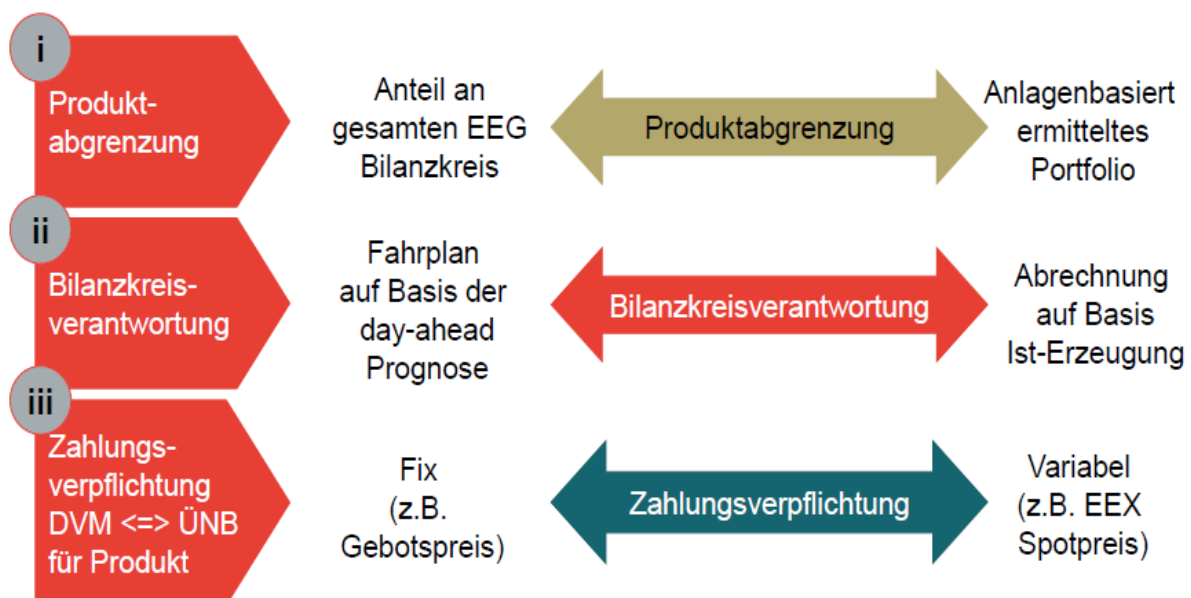


Abbildung 13 Zentrale Design-Dimensionen eines Drittvermarktungsmodells und Bandbreite der jeweiligen Ausgestaltung (Quelle: Gutachten frontier)

Die Dimension „Produktabgrenzung“ befasst sich mit der Zusammensetzung der Tranche des EEG-Stroms, die dem Drittvermarkter überlassen würde. Diese Dimension kann auf einer Bandbreite zwischen der Übergabe eines festen prozentualen Anteils vom gesamten EEG-Bilanzkreis an den Drittvermarkter bis hin zu einer Ausgliederung einzelner Anlagen ausgestaltet werden. Ein anlagenbasiertes Portfolio lässt eine große Nähe zur Direktvermarktung erkennen, unterscheidet sich jedoch wesentlich hinsichtlich der Beeinflussung der Einspeiseprofile der Anlagen. Selbst bei einem anlagenbasierten Portfolio würde es einem Drittvermarkter verwehrt bleiben, in die Fahrweise der Anlagen einzugreifen. Ferner spricht gegen ein anlagenbasiertes Portfolio, dass Direktvermarkter grundsätzlich die Möglichkeit haben, sich monatlich neu für einen Vermarktungsweg zu entscheiden und somit ggf. aus der Drittvermarktungstranche herausgenommen werden müssen. Für die Drittvermarktung resultiert hieraus eine mögliche Unsicherheit bezüglich des zu vermarktenden Anlagenportfolios. Dies gilt im Übrigen auch für die aktuelle Vermarktung durch die ÜNB.

Die Bundesnetzagentur empfiehlt daher, eine mögliche Drittvermarktung so auszugestalten, dass den Drittvermarktern keine einzelnen Anlagen zugeordnet würden, sondern ein prozentualer Anteil der EEG-Anlagen bezogen auf das Bilanzkreisportfolio der ÜNB.

Mit der Frage der Produktabgrenzung ist ein weiteres Ausgestaltungsmerkmal eng verbunden: die Segmentierung der einzelnen Drittvermarktungstranchen. Denkbar ist eine Aufgliederung des gesamten EEG-Portfolios z. B. in einen Anteil der durchschnittlichen Gesamtkapazität bzw. regional differenzierte Anteile oder leistungsgemessene und nicht leistungsgemessene Segmente. Auch nach Erzeugungstechnologien differenzierte Tranchen sind denkbar, sofern sich diese Mengen aus Abrechnungsgründen an den Subbilanzkreisen der technologiespezifischen Erzeugung einer Regelzone orientieren.

Im Konsultationsprozess fand der Vorschlag Zustimmung, die Ausgliederung in 50MW-Tranchen vorzunehmen, die nicht regional differenziert sind. Dies würde auch kleineren Marktteilnehmern die Möglichkeit eröffnen, sich an der Ausschreibung zu beteiligen. Für eine regional differenzierte Vermarktung wurde kein Geschäftsmodell gesehen.

Hinter der Dimension „Bilanzkreisverantwortung“ steht letztlich die Verteilung der Prognoseverantwortung und die Wahl der Basis für die Bilanzkreisabrechnung. Der Bundesnetzagentur erscheint eine Drittvermarktung wenig sinnvoll, wenn der Großteil der Verantwortung bei den ÜNB verbliebe. In diesem Fall würde der Drittvermarkter einen prozentual fixen Anteil der Einspeiseprognose erhalten. Dies entspräche einem Fahrplan auf Basis der Vortragesprognose der ÜNB. Wäre dieser Fahrplan gleichzeitig die Basis für die Abrechnung, so entfielen die Prognoseverantwortung des Drittvermarkters vollständig. Mögliche, wenn vermutlich

auch geringe Effizienzsteigerungspotentiale blieben so ungenutzt. Daher ist es vorzugswürdig, die Abrechnung des Bilanzkreises auf die Ist-Einspeisung zu gründen und anhand der ex-post in den Bilanzkreis des Drittvermarkters übermittelten Zeitreihen abzurechnen. Die Drittvermarkter trügen in diesem Fall die volle Bilanzkreisverantwortung.

Die Dimension „Zahlungsverpflichtung“ könnte sowohl als Fixpreis pro MWh als auch in Form einer Prämie je MWh auf den Spotpreis ausgestaltet werden. Beide Optionen erscheinen praktikabel und geeignet, gleichwohl wären beide auch hinsichtlich ihrer Wirkungen auf die EEG-Umlage vor der Implementierung noch genauer zu untersuchen. Für die Ausgestaltung als Prämie auf den Spotpreis spräche, dass sich aus der (ggf. negativen) Prämie die Auswirkung auf die Höhe der EEG-Umlage vergleichsweise gut abschätzen ließe. Gleichzeitig brächte die Kopplung an den Spotpreis Unsicherheiten für die Drittvermarkter hinsichtlich ihrer Bezugspreise mit sich. Die Vereinbarung eines Fixpreises hingegen fixierte den Bezugspreis und begünstigte folglich die Vermarktung auf Termin.

Um negative Auswirkungen auf die EEG-Umlage zu vermeiden, könnte ein Reservationspreis im Sinne eines Mindestpreises bzw. einer Mindestprämie empfehlenswert sein. Falls im Zuge der Vergabe keine Gebote oberhalb dieses Reservationspreises abgegeben würden, verbliebe die entsprechende Tranche zur weiteren Vermarktung bei den ÜNB. So könnte es im Fall einer geringen Bieterzahl oder einer hohen Risikoaversion der Bieter zu einem Anstieg der EEG-Umlage kommen.

Die Vergabe der Drittvermarktungstranchen sollte öffentlich, transparent und diskriminierungsfrei über eine einheitliche Internetplattform stattfinden. Dies würde einen fairen Wettbewerb garantieren und eine hohe Liquidität ermöglichen. Denkbar wäre, die Ausschreibungen durch die ÜNB durchführen zu lassen. Die Kontrolle über die Einhaltung der Verfahrensregeln sollte durch eine staatliche Aufsichtsbehörde erfolgen.

4 Weiterentwicklung des Ausgleichsmechanismus im Rahmen der Vermarktungstätigkeit der ÜNB

In diesem Abschnitt zeigt die Bundesnetzagentur Optimierungspotentiale im bestehenden System der ausschließlichen Vermarktung des EEG-Stroms durch die ÜNB am vortäglichen oder untertäglichen Spotmarkt der Strombörse auf.

4.1 Abschaffung der physikalischen Rückabwicklung zwischen VNB und ÜNB

Mit der AusgIMechV wurde die physikalische Wälzung zwischen ÜNB und den Stromlieferanten gänzlich abgeschafft. Die physikalische Weitergabe des Stroms von den VNB an die ÜNB wurde beibehalten. Dies gilt auch für die sogenannte physikalische Rückabwicklung, die als Bestandteil der Jahresendabrechnung der Korrektur von Abweichungen der unterjährigen abschlägigen Weiterleitung dient. In diesem Prozess wird zwischen Januar und September des Folgejahres zwischen VNB und ÜNB Strom ausgetauscht. Im Falle einer Nachlieferung aufgrund eines zu geringen unterjährigen Abschlags von VNB an ÜNB ist vom VNB ein entsprechendes (graues) Bandprodukt zu beschaffen, welches an den ÜNB weitergeliefert wird und von diesem an der Börse zu verkaufen ist. Der Fall einer Rücklieferung vom ÜNB an den VNB verläuft analog.

Dieser Prozess führt zu unnötigem operativen Abwicklungsaufwand und erhöhten Kosten, sowohl auf Seiten der VNB als auch der ÜNB. Die Bundesnetzagentur empfiehlt daher die Abschaffung der physikalischen Rückabwicklung zwischen VNB und ÜNB. Die notwendigen Korrekturen sollten rein finanziell ausgeglichen werden.

4.2 Bedarf und Entwicklung weiterer Flexibilitätsprodukte

Zur effizienten Integration der stark fluktuierenden Erneuerbaren Energien in die Strommärkte bedarf es aus Sicht der Bundesnetzagentur kleinteiligerer Produkte als den bisher vorhandenen Stundenprodukten an den Spotmärkten. Die EPEX-Spot hat erfreulicher Weise im Dezember 2011 ein Viertelstundenprodukt für den deutschen Intraday-Markt eingeführt. Jeweils zwei Stunden vor Lieferbeginn wird ergänzend zu den Stundenblocks des Intraday-Handels der Handel mit 15-Minuten-Produkten eröffnet. Dies ist aus Sicht der Bundesnetzagentur ein erster wichtiger Schritt zur verbesserten Integration der EEG-Mengen. Sämtlichen Marktakteuren, insbesondere aber den ÜNB und Direktvermarktern, wird dadurch ein weiteres Werkzeug zur optimalen Vermarktung ihrer Strommengen an die Hand gegeben. Sie benötigen den Zugriff auf Viertelstundenprodukte, um die Bilanzkreise, die viertelstündlich abgerechnet werden, besser ausgleichen zu können. Die Einführung eines solchen Pro-

dukts im europäischen Strombinnenmarkt steht derzeit allerdings vor der Herausforderung, dass die Bilanzierungsregeln und Intraday-Märkte in Europa noch nicht vollständig harmonisiert sind und entsprechend spezielle Regeln für den deutschen Intraday-Markt geschaffen werden mussten.

Ob die Einführung von 15-Minutenprodukten ab zwei Stunden vor Lieferbeginn ausreichend ist oder ob darüber hinaus schon am Vortag entsprechende Produkte verfügbar sein sollten, bleibt abzuwarten. Grundsätzlich besteht auch schon am Vortag ein Bedürfnis der ÜNB und auch der Direktvermarkter Einspeiseganglinien und insbesondere steile Flanken, die z. B. vormittags durch den sprunghaften Anstieg der PV-Einspeisung entstehen, mit einer zumindest viertelstündlichen Granularität nachfahren zu können, um nicht in übermäßige Abweichungen der viertelstündlich abgerechneten Bilanzkreise zu laufen. Nach einer Umfrage der EPEX-Spot vor Einführung des Viertelstundenprodukts wurde seitens des Marktes kein Bedarf für ein Viertelstundenprodukt gesehen. Dies ist aber möglicherweise darauf zurückzuführen, dass im derzeit geltenden Ausgleichsenergiepreissystem, das die Basis für die Abrechnung von Bilanzkreisabweichungen darstellt, kein ausreichender finanzieller Druck besteht, Bilanzkreise viertelstündlich auszugleichen. Die Bundesnetzagentur hält es daher für erforderlich, den Abrechnungsmechanismus zu überprüfen und ggf. zu reformieren. Hierzu bedarf es einer Änderung der Regelung des § 8 der StromNZV.

4.3 Vermarktung der Grünstromeigenschaft zugunsten der EEG-Umlage

Es ist zu beobachten, dass im Markt, insbesondere bei den Endverbrauchern, ein erhöhtes Interesse für Strom aus erneuerbaren Quellen und teilweise sogar eine erhöhte Zahlungsbereitschaft besteht. Für eine mögliche Weiterentwicklung im bestehenden Vermarktungsrahmen sollte die Option geprüft werden, ob die ÜNB nicht nur den einspeisevergüteten Strom selbst, sondern auch dessen Grünstromeigenschaft mit vermarkten sollten.

Seit der Abschaffung der physikalischen Wälzung wird einspeisevergüteter Strom aus Erneuerbaren Energien von den ÜNB nicht mehr an die Letztverbraucher beliefernden Lieferanten gewälzt, sondern über die Börse vermarktet. Der Strom wird dabei ohne seine Grünstromeigenschaft als Graustrom vermarktet. Nach den neuen Regelungen zur Stromkennzeichnung gemäß § 42 EnWG und § 54 EEG werden allerdings die einspeisevergüteten und die marktprämiengeförderten Strommengen auf der Rechnung des Letztverbrauchers entsprechend der tatsächlich gezahlten EEG-Umlage als „Strom aus Erneuerbaren Energien, gefördert nach dem EEG“ ausgewiesen. Der Verbraucher, der die Förderungen für die EEG-Anlagen letztlich bezahlt, bekommt dadurch die entsprechenden „Mengen“ auch auf der Stromrechnung ausgewiesen. Das neue Kennzeichnungssystem erlaubt, sobald ein Her-

kunftsnachweisregister beim Umweltbundesamt und in den anderen Mitgliedstaaten eingerichtet ist, eine lückenlose und verlässliche Kennzeichnung von Strom aus Erneuerbaren Energien, innerhalb und außerhalb der EEG-Förderung. Diese positiven Effekte sind grundsätzlich zu begrüßen.

Gleichwohl sollte für eine Weiterentwicklung des Ausgleichsmechanismus auch die Option geprüft werden, ob die ÜNB nicht nur den einspeisevergüteten Strom selbst, sondern auch dessen Grünstromeigenschaft mit vermarkten sollten. Sofern dadurch Mehrerlöse erzielt werden könnten, kämen diese dem EEG-Konto zugute und würden die Letztverbraucher durch eine niedrigere EEG-Umlage entlasten. Die geförderten Mengen würden weiterhin ausgewiesen. Die EPEX-Spot entwickelt derzeit ein System einer Zweitauktion der Grünstromeigenschaft. Die Bundesnetzagentur beobachtet diese Entwicklung mit Interesse und hält einen solchen Ansatz, sofern er mit den geltenden beziehungsweise den künftigen gesetzlichen Rahmenbedingungen in Einklang zu bringen ist und zu einer spürbaren Entlastung der EEG-Umlage beitragen kann, für eine sinnvolle Option. Ein spürbarer Entlastungseffekt wird nur bei einer ausreichenden Nachfrage mit entsprechender zusätzlicher Zahlungsbereitschaft möglich sein.

4.4 Abschaffung der PV-Bandwälzung

Die Bundesnetzagentur empfiehlt die Einführung einer verbindlichen Regelung für die Lieferung von PV-Strom über die Nutzung von Prognoseverfahren (tagesparameterabhängigen Einspeiseprofile und Standardeinspeiseprofile) bei nicht lastganggemessenen PV-Anlagen von den VNB an die ÜNB.

Bislang haben viele VNB unabhängig von den tatsächlichen Einspeiseverhalten von PV-Anlagen ein künstliches Einspeiseband an den jeweiligen ÜNB geliefert. Nach Aussage der ÜNB hängt diese Bandlieferung damit zusammen, dass in diesen Fällen noch kein Hochrechnungsverfahren angewendet wird. Für den horizontalen Belastungsausgleich (HoBA) zwischen den ÜNB erfolgt die Verrechnung von diesen Mengen über monatlich konstante Bänder. Entsprechend den im Vormonat ermittelten Prognosewerten werden für den aktuellen Monat Energielieferungen in Form eines konstanten Bandes als Fahrplan sowie korres-

pondierende finanzielle Ausgleichszahlungen zwischen den ÜNB vereinbart, so dass jeder ÜNB einen energetischen und finanziellen Anteil entsprechend dem HoBA-Schlüssel⁴⁰ erhält.

Die ÜNB haben bereits erste Anstrengungen unternommen, um die endgültige Abschaffung der Bandmeldungen der VNB an die ÜNB umzusetzen. So wurde eine BDEW-EEG-Umsetzungshilfe formuliert, die eine ausschließliche Anwendung von tagesparameterabhängigen Einspeiseprofilen und Standardeinspeiseprofilen bei nicht lastganggemessenen EEG-Anlagen nahe legt. Nach Aussage der ÜNB wurden die VNB schriftlich zur Anwendung von tagesparameterabhängigen Einspeiseprofilen und Standardeinspeiseprofilen aufgefordert. Allerdings folgen nicht alle VNB der Aufforderung, so dass eine dargebotsabhängige Erfassung und Vergütung der Einspeisung aus den PV-Anlagen dort weiterhin nicht erfolgt.

Aus diesem Grunde sieht die Bundesnetzagentur die Notwendigkeit, eine einheitliche und verbindliche Regelung zu schaffen, die es ermöglicht, eine an der tatsächlichen Einspeisung von dargebotsabhängigen EEG-Anlagen orientierte Abrechnung in den horizontalen Belastungsausgleich einzubeziehen.

4.5 Einführung eines zentralen Anlagenregisters

Die börsliche Vermarktung der EEG-Mengen und die Bestimmung der EEG-Umlage wird durch einen ungenauen Datenbestand in Bezug auf die installierte EEG-Leistung in ihrer Regelzone unnötig erschwert.⁴¹

Diese Unsicherheiten wären, wie auch der Meldeverzug der VNB bei Neuanlagen, durch die Einführung eines zentralen Anlagenregisters vermeidbar. Ein bundesweit einheitliches, massengeschäftstaugliches Verfahren einschließlich einer vollständig automatisierten elektronischen Übermittlung würde zu einer erheblichen Beschleunigung und zu einer wesentlichen verbesserten Qualität der Anlagenstammdaten führen.

Die Bundesnetzagentur empfiehlt, wegen der dargestellten Probleme, möglichst schnell ein durch eine oder mehrere juristische Personen des Privatrechts zu führendes öffentliches Verzeichnis einzurichten. Das novellierte EEG sieht in § 64e eine entsprechende Verordnungsermächtigung zur Einführung eines solchen Anlagenregisters vor.

⁴⁰ Der HoBA-Schlüssel setzt die eingespeiste EEG-Menge einer Regelzone in Relation zum dortigen Letztverbrauch und sorgt für eine bundesweit anteilig gleichmäßige Verteilung des EEG-Stroms und der damit verbundenen Kosten.

⁴¹ Für eine ausführliche Darstellung vgl. Kapitel 2.3.2 zur EEG-Bilanzkreisführung.

Durch die Bündelung der Informationsbereitstellung bei lediglich einer zentralen Stelle könnten zudem zukünftig verschiedene Pflichten zur Datenbereitstellung entfallen. So wären gemäß § 64e EEG 2012, die heutigen Datenübermittlungspflichten der VNB an die ÜNB und die Bundesnetzagentur zu streichen. Auch die Pflicht zur Veröffentlichung entsprechender Daten der VNB auf ihren Internetseiten wäre entbehrlich. Dies setzt voraus, dass an das Anlagenregister auch Bewegungsdaten (z. B. eingespeiste Jahresarbeit und EEG-Vergütungszahlungen) gemeldet werden. Nicht zuletzt könnten die heute bestehenden Verpflichtungen der Anlagenbetreiber zur Meldung von Standort und Leistung von PV-Anlagen als Voraussetzung für die Vergütungszahlungen und neu ab 2012 die Meldung von Biogasanlagen an den Netzbetreiber als Voraussetzung der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämien entfallen, weil diese Aufgabe ebenfalls durch das Anlagenregister erfüllt werden könnte. Darüber hinaus sollten die Prognosen der EEG-Einspeisung, die auf der korrekten aktuell tatsächlich installierten Leistung, noch genauer ausfallen.

Es erscheint aus Sicht der Bundesnetzagentur sachgerecht, die ÜNB, welche unabhängig von der weiteren Entwicklung der Direktvermarktung oder der möglichen zukünftigen Einführung einer Drittvermarktung weiterhin die federführende Verantwortung für die operative Abwicklung des EEG-Wälzungsmechanismus haben werden, mit der Führung des Anlagenregisters zu betrauen. Die Bundesnetzagentur könnte, wegen der in den letzten Jahren in diesem Bereich erworbenen Expertise, die korrekte Führung des Anlagenregisters überwachen.