Fraunhofer ISE

KURZSTUDIE ZUR HISTORISCHEN ENTWICKLUNG DER EEG-UMLAGE

Johannes N. Mayer
Bruno Burger

Freiburg, den 21.05.2014

1 Einführung und zentrale Ergebnisse

Die EEG-Umlage wird häufig als Indikator für die Kosten der Energiewende herangezogen und hat in den letzten Monaten für viel Diskussion in Politik und Medien über die Bezahlbarkeit des Stroms in Deutschland gesorgt, denn sie ist von 0,19 Cent/kWh im Jahr 2000 auf mittlerweile 6,24 Cent/kWh in 2014 gestiegen. Diese Kurzstudie gibt einen Überblick über die historische Entwicklung der EEG-Umlage und über die verschiedenen Faktoren welche zu diesem signifikanten Anstieg beigetragen haben. Wie sich zeigt, spielen neben dem reinen Ausbau der erneuerbaren Energien noch weitere Faktoren eine entscheidende Rolle.

Entwicklung der EEG-Umlage und Vergütungszahlungen

In Abbildung 1 ist die Entwicklung der jährlichen Vergütungszahlungen an EEG geförderte Anlagen in Milliarden Euro zusammen mit der Entwicklung der EEG-Umlage dargestellt. Es zeigt sich, dass die Höhe der Umlage bis 2009 nahezu proportional zu den jährlichen Vergütungszahlungen für erneuerbaren Strom angestiegen ist. In 2009 betrug die EEG-Umlage 1,33 ct/kWh bei jährlichen Vergütungszahlungen von insgesamt 10,45 Milliarden Euro an die geförderten Anlagen. Seit 2010 ist die Umlage jedoch wesentlich schneller gestiegen als die Fördersumme. Mit 6,24 ct/kWh in 2014 hat sich die Umlage seit 2009 nahezu verfünffacht, während sich die Vergütungszahlungen mit voraussichtlich 21,26 Milliarden Euro nur etwas mehr als verdoppelt haben. Die eigentliche Förderung der erneuerbaren Energien und der Zuwachs bei der EEG-Umlage liegen damit erkennbar im Missverhältnis.

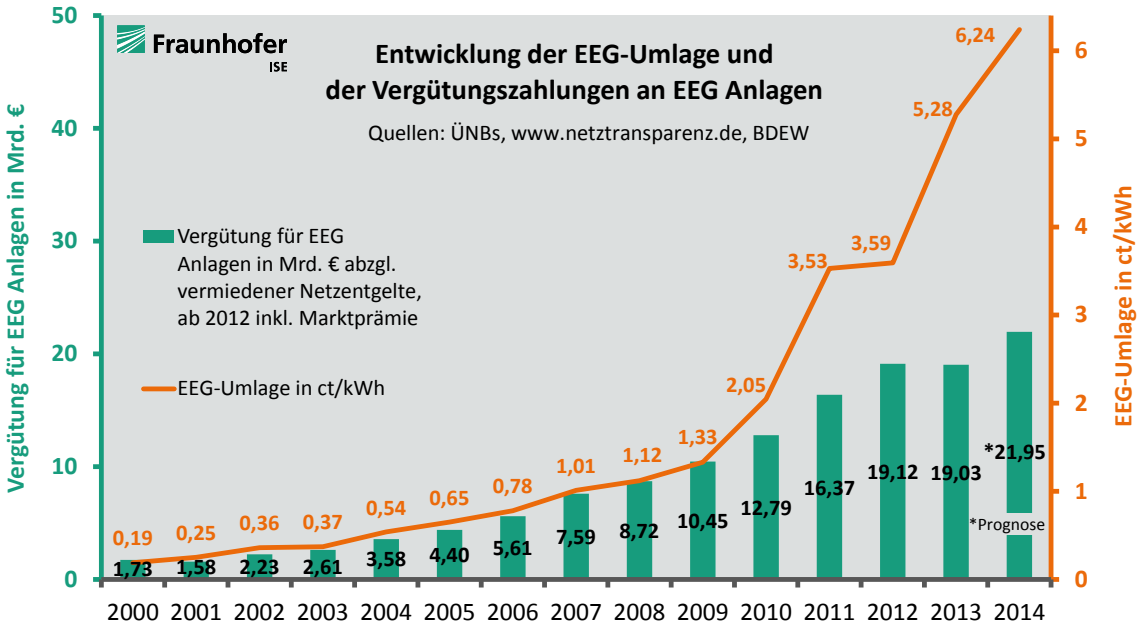

Abbildung 1: Entwicklung der EEG-Umlage und der Vergütungszahlungen

Differenzkosten

Die für die Höhe der EEG-Umlage entscheidende Größe sind letztlich nicht die Vergütungszahlungen an Anlagenbetreiber, sondern die sogenannten Differenzkosten. Einfach gesprochen sind das die Vergütungszahlungen abzüglich der Vermarktungserlöse für den erneuerbaren Strom, wie in Abbildung 2 dargestellt:

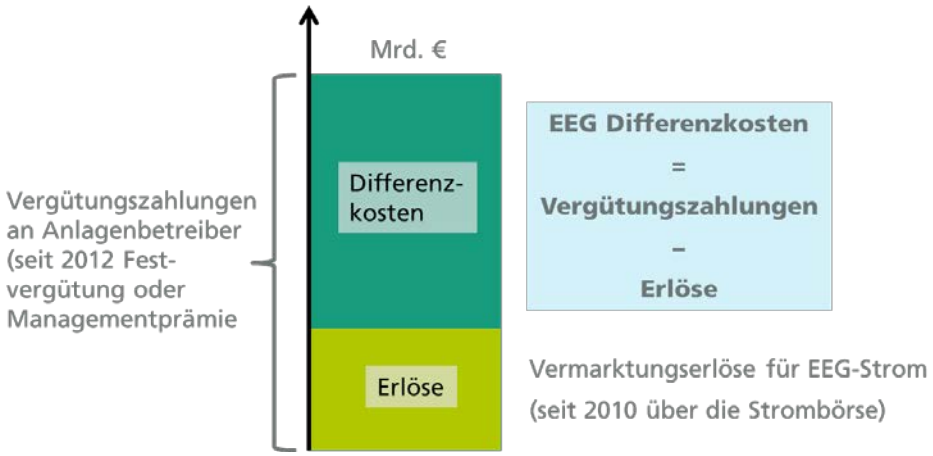

Abbildung 2: Berechnung der Differenzkosten

Abbildung 3 zeigt die Entwicklung der Differenzkosten und der Vermarktungserlöse, die Summe aus beiden entspricht den Vergütungszahlungen. Es ist ein kontinuierlicher Anstieg der Vermarktungserlöse bis einschließlich 2009 erkennbar. Nach der Reform des EEG-Wälzungsmechanismus ist seit 2010 ein deutlicher Rückgang der Vermarktungserlöse zu verzeichnen. Seit 2010 darf der EEG-Strom von den ÜNBs ausschließlich über den Spotmarkt der Strombörse vermarktet werden, während zuvor eine physische Wälzung des EEG-Stroms an die Stromlieferanten stattfand. Der Vermarktungserlös für EEG-Strom ist in der Folge drastisch gesunken und hat damit zu einem deutlichen Anstieg der EEG-Umlage geführt. Im Abschnitt „Die Reform des EEG Wälzungsmechanismus“ wird genauer auf die Hintergründe und Folgen dieser Reform eingegangen.

Seit 2011 sinken die Vermarktungserlöse für EEG Strom am Spotmarkt der Leipziger Strombörse (EEX) trotz steigender Einspeiseenergien. Dadurch steigen die Differenzkosten und somit die EEG-Umlage für Endverbraucher. Im ersten Quartal 2014 waren die durchschnittlichen Preise nur noch halb so hoch wie in 2008, siehe dazu Abbildung 4 im Abschnitt „Entwicklung der Börsenstrompreise und der Merit-Order-Effekt“.

Durch die Entlastungsregelungen für die stromintensive Industrie im Rahmen der besonderen Ausgleichsregelung gibt es weitere Ausfälle bei den Einnahmen, die die EEG-Umlage ansteigen lassen. Die Prognose der EEG-Umlage wurde für 2012 zu niedrig festgelegt, sodass es zu einer Deckungslücke von ca. 3 Mrd. Euro kam. Um diese Lücke zu schließen, wurde 2013 zusätzlich eine Nachholung von 0,67 Cent/kWh berechnet. Dies erklärt den auffälligen Knick in der Kurve der EEG-Umlage im Jahr 2012.

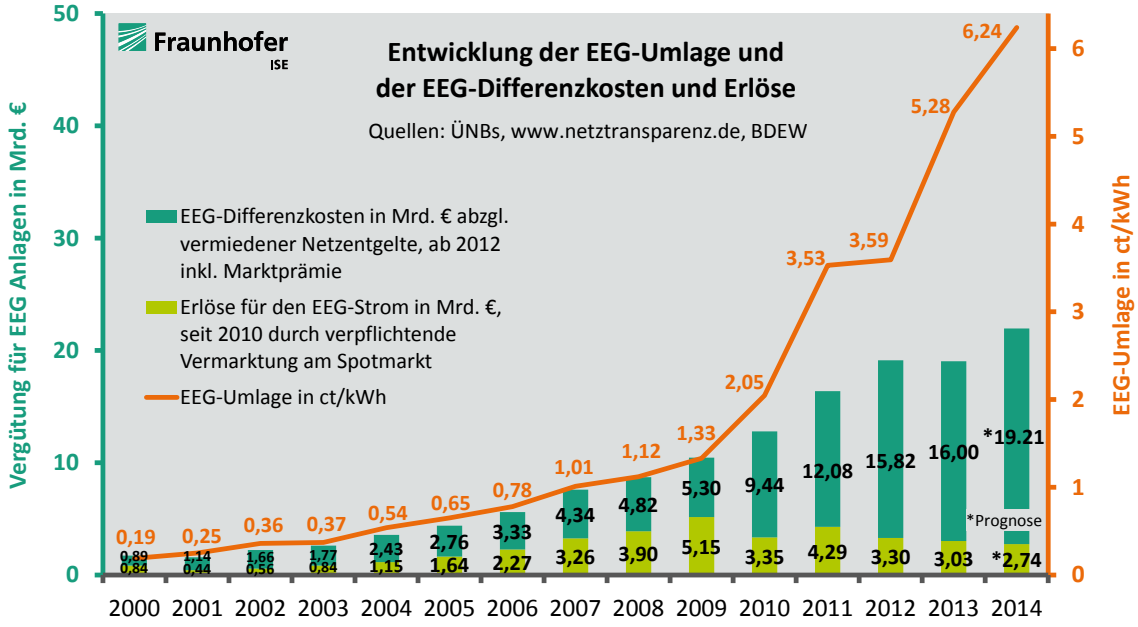

Abbildung 3: Entwicklung von EEG-Umlage, Differenzkosten und Vermarktungserlösen

Entwicklung der Börsenstrompreise und der Merit-Order-Effekt

In Abbildung 4 ist die historische Entwicklung der Day-Ahead Spotmarkt Preise der EPEX Spot dargestellt. Die Preise sind inflationsbereinigt (Basisjahr 2010) und damit direkt vergleichbar.

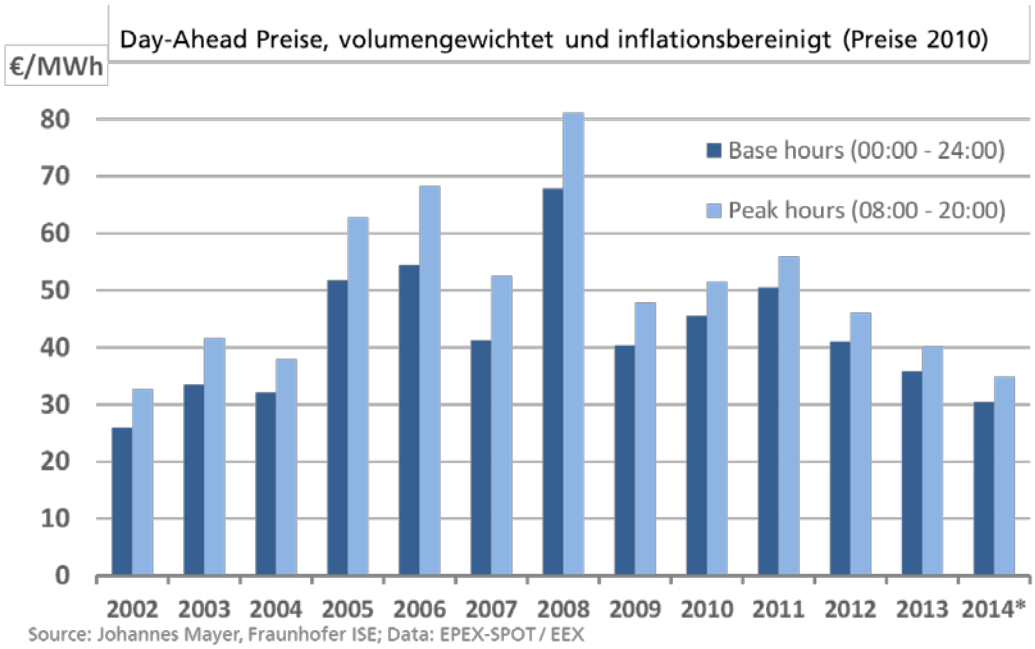

Abbildung 4: Historische Entwicklung der Day-Ahead Spotmarkt Preise

Von 2002 bis 2008 ist eine ansteigende Tendenz der Realpreise für Strom erkennbar. Mit der Finanz- und Wirtschaftskrise kam es 2009 aufgrund der einbrechenden Stromnachfrage,

insbesondere aus der Industrie, zu einem deutlichen Preisrückgang. Mit der Erholung der Wirtschaft in Deutschland konnte von 2009 bis 2011 wieder ein leichter Preisanstieg verzeichnet werden. Interessant ist jedoch dass die Börsenstrompreise seit 2011 kontinuierlich sinken und im ersten Quartal 2014 den niedrigsten Stand seit der Eröffnung der Strombörse im Jahr 2002 erreichen und nur etwa halb so hoch sind wie im Rekordjahr 2008. Maßgeblich trägt der massive Ausbau der erneuerbaren Energien von 2011 bis 2013, insbesondere der Photovoltaik, zu dieser Entwicklung bei. Man bezeichnet dieses Phänomen als Merit-Order Effekt, der im Folgenden anhand der Abbildung 5 erklärt wird:

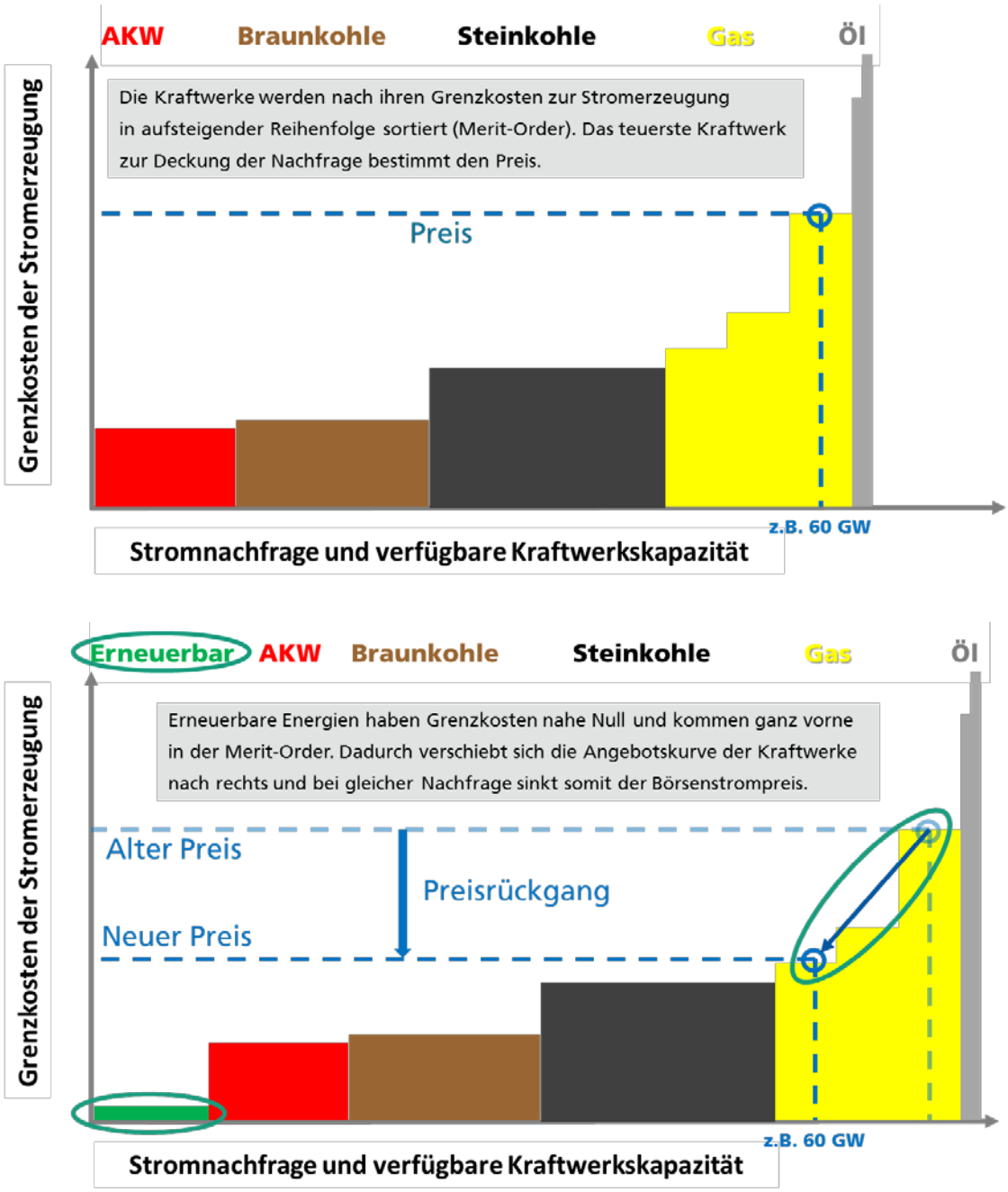

Abbildung 5: Prinzipschaubild zum Merit-Order Effekt

Am Spotmarkt (Day-Ahead) der Strombörse bestimmt das teuerste Kraftwerk, welches zur Deckung der Stromnachfrage produzieren muss, den Preis. Es handelt sich dabei um die sogenannten

Grenzkosten der Stromerzeugung, welche sich im Wesentlichen aus Brennstoffkosten, Kosten für Emissionszertifikate und sonstigen variablen Betriebskosten des Kraftwerks zusammensetzen.

Zunehmend häufig treten in den letzten Jahren auch negative Strompreise am Spotmarkt der Strombörse auf. Negative Strompreise bedeuten, dass die Abnehmer für den Verbrauch des Stroms bezahlt werden. Eine volkswirtschaftlich wie ökologisch fragwürdige Situation. Dieses Phänomen ist besonders an Sonn- und Feiertagen zu beobachten, wenn einerseits die deutschlandweite Stromnachfrage (Last) niedrig ist und gleichzeitig viel erneuerbarer Strom eingespeist wird. Eine Analyse der Auslastung konventioneller Kraftwerke in diesen Stunden zeigt nach Abbildung 6, dass insbesondere Braunkohle- und Atomkraftwerke nicht sehr flexibel auf diese Situation reagieren können. Trotz Stromüberschuss produzieren diese Kraftwerke mit einer Auslastungen von insgesamt 60 bis 70 % weiter, während Steinkohle- und Gaskraftwerke auf rund 10 % der installierten Gesamtleistung abregeln.

Eine Flexibilisierung des Kraftwerksparks ist vor diesem Hintergrund entscheidend für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien und eine Stabilisierung der Börsenstrompreise.

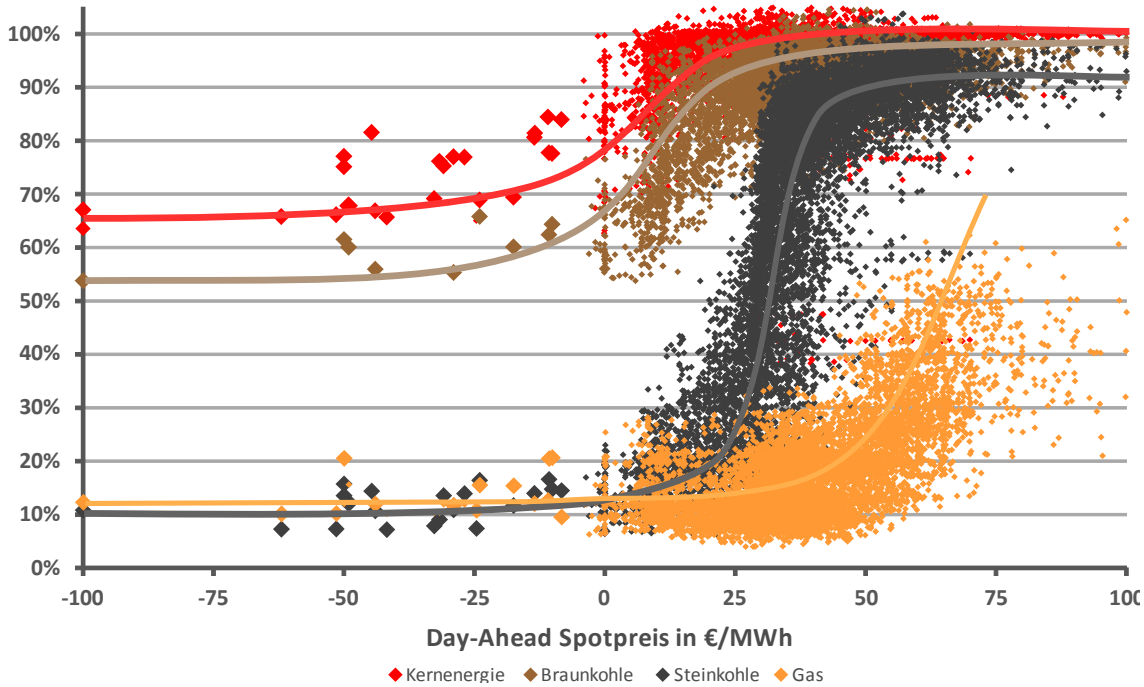

Abbildung 6: Auslastung der Kraftwerke im Jahr 2013 in Abhängigkeit des Börsenstrompreises (Day-Ahead). Die Auslastung bezieht sich auf die gesamte Produktion aller Kraftwerke der jeweiligen Kategorie geteilt durch die zu diesem Zeitpunkt verfügbare Leistung (unter Berücksichtigung von geplanten und ungeplanten Nichtverfügbarkeiten).

Besondere Ausgleichsregelung und der privilegierte Letztverbrauch

Durch die Entlastungsregelungen für die stromintensive Industrie im Rahmen der besonderen Ausgleichsregelung nach §41 EEG gibt es Ausfälle bei den Einnahmen, die die EEG-Umlage ansteigen lassen. Der Anteil des sogenannten privilegierten Letztverbrauchs hat in den letzten Jahren stetig zugenommen. Von 2012 bis 2014 hat sich die Anzahl der privilegierten Unternehmen von 734 über 1720 auf 2098 fast verdreifacht. Abbildung 7 zeigt die stetige Zunahme des privilegierten Letztverbrauchs. Derzeit gelten für Unternehmen, welche sich für die Ausnahmen qualifizieren, folgende Rabatte auf die EEG Umlage:

Stromverbrauch	bis 1 GWh/a	bis 10 GWh/a	bis 100 GWh/a	über 100 GWh/a
EEG-Umlage der strom-intensiven Industrie	100 %	10 %	1 %	0,05 ct/kWh

Nachfolgende Tabelle zeigt die Gesamtsumme der gewährten Ausnahmen von der EEG Umlage. Diese haben sich von rund 2,7 Mrd. Euro in 2011 auf mittlerweile 5,1 Mrd. Euro in 2014 erhöht.

Jahr	2011	2012	2013	2014
Entlastung der stromintensiven Industrie	2,74 Mrd. €	2,72 Mrd. €	4,0 Mrd. €	5,1 Mrd. €
Erhöhung der EEG-Umlage durch die besondere Ausgleichsregelung	0,6 ct/kWh	0,63 ct/kWh	1,04 ct/kWh	1,35 ct/kWh

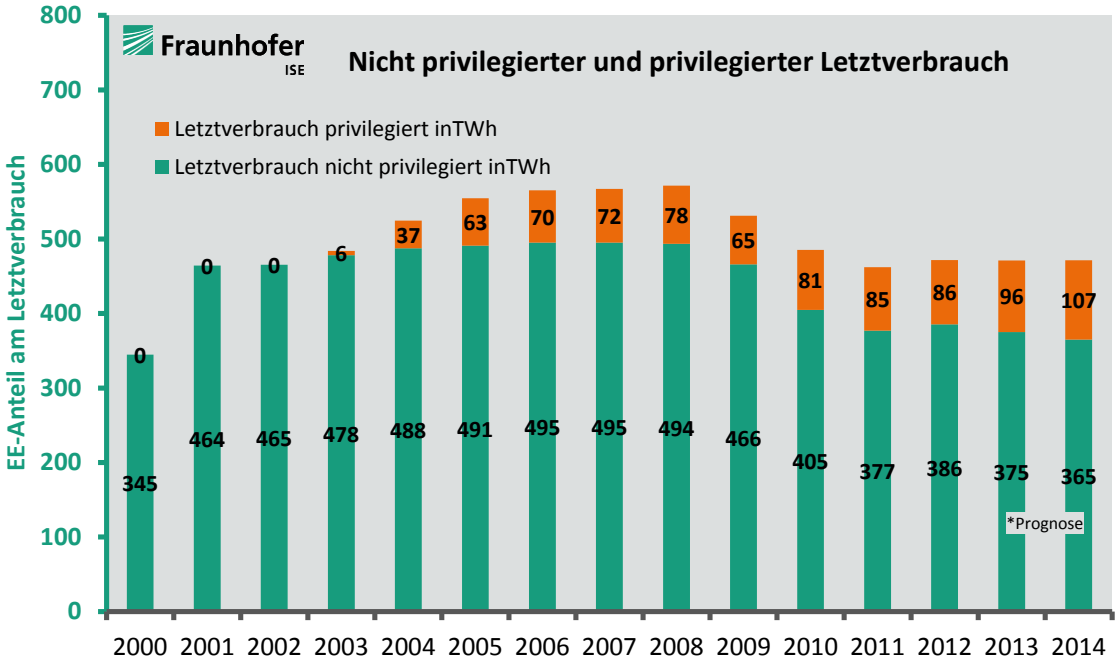

Abbildung 7: Entwicklung des privilegierten und nicht-privilegierten Letztverbrauchs

Stromver-braucher	nicht privile-gierte Letztver-braucher	Umlageredu-ziert §29	1GWh/a-10GWh/a	10GWh/a-100GWh/a	über 100GWh/a	über 100GWh/a und 20% BWS	Schienen-bahnen	Summe privilegiert
EEG-Umlage	voll	-2 ct /kWh	10 %	1 %	0,05 ct /kWh	0,05 ct /kWh	0,05 ct /kWh	
TWh in 2013	382,1	2,6	9,9	20,9	4,2	56,4	4,8	98,8
TWh in 2014	370,3	6,0	14,4	22,0	1,3	58,1	10,6	112,5

Abbildung 8 zeigt die Entwicklung der Beitragszahlungen zur EEG-Umlage des privilegierten und nicht-privilegierten Letztverbrauchs seit 2011.

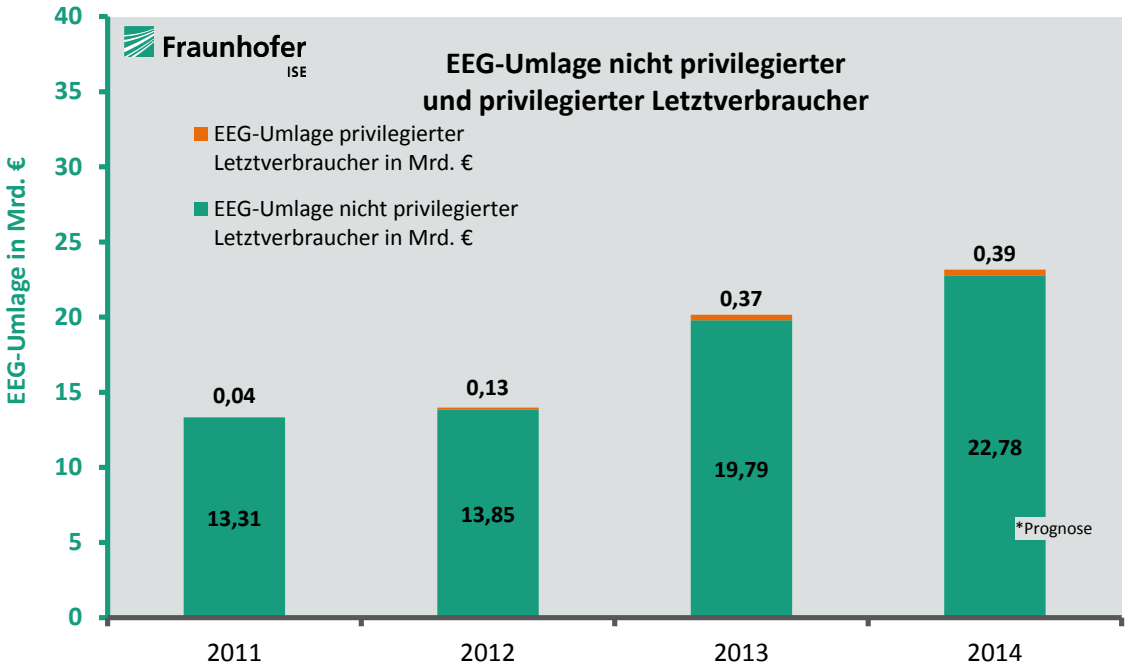

Abbildung 8: Beitrag zur EEG-Umlage nicht-privilegierter und privilegierter Letztverbrauch

Die privilegierten Letztverbraucher werden in 2014 ca. 22,6% des umlagepflichtigen Letzt-verbrauchs verursachen, aber nur für 1,7% der Umlage aufkommen:

Privilegierte Unternehmen	2011	2012	2013	2014
Anzahl Unternehmen	603	734	1720	2098
Anteil am Letztverbrauch	18,4%	18,3%	20,4%	22,6%
Anteil an der EEG-Umlage	0,3%	0,9%	1,8%	1,7%

Multipliziert man die prozentualen Anteile der nicht privilegierten Letztverbraucher (npL) und privilegierten Letztverbraucher (pL) an der EEG-Umlage mit der EEG-Strommenge, so erhält man die Anteile der EEG-Strommenge, für die die jeweiligen Gruppen aufkommen. Daraus lässt sich dann ein rechnerischer EE-Anteil berechnen.

$$EE\ Anteil\ (npL) = \frac{Anteil\ EEG\ Umlage\ (npL)}{gesamte\ EEG\ Umlage} * \frac{EEG\ Strommenge}{Letztverbrauch\ (npL)}$$

$$EE\ Anteil\ (pL) = \frac{Anteil\ EEG\ Umlage\ (pL)}{gesamte\ EEG\ Umlage} * \frac{EEG\ Strommenge}{Letztverbrauch\ (pL)}$$

	2011	2012	2013	2014
EE-Anteil nicht privilegierte LV	24,1%	30,4%	35,0%	*40,1%
EE-Anteil privilegierte Letztverbr.	0,4%	1,1%	3,3%	*2,9%

Gemäß dieser Berechnung haben nicht privilegierte Letztverbraucher 2014 einen Anteil von ca. 40% Erneuerbaren Energien und privilegierte Letztverbraucher ca. 3%, siehe Abbildung 9.

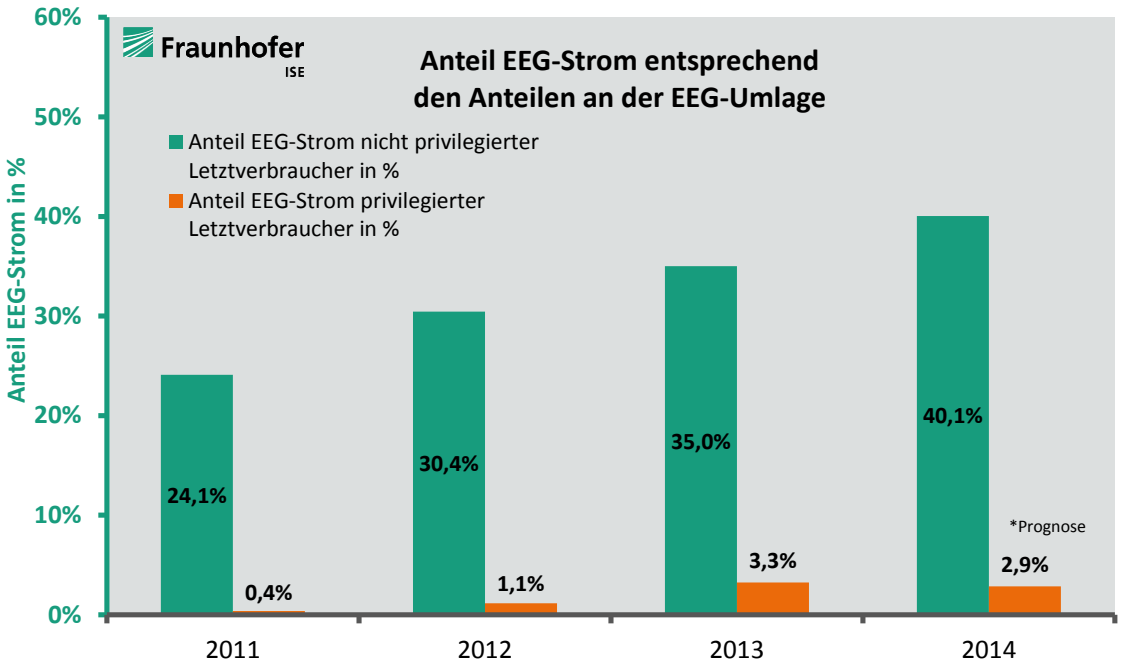

Abbildung 9: Anteil erneuerbarer Strom nach Beitragszahlung zur EEG-Umlage

Nachholungseffekte, EEG-Kontostand und Liquiditätsreserve

Bundeskanzlerin Merkel hatte in ihrer Regierungserklärung vom 09. Juni 2011 versprochen: „Die EEG-Umlage soll nicht über ihre heutige Größenordnung hinaus steigen". Aufgrund dieses politischen Ziels wurde die EEG-Umlage für 2012 nicht im notwendigen Maß erhöht, sodass es zu einer Deckungslücke von ca. 3 Mrd. Euro kam. Um diese Lücke zu schließen, wurde 2013 zusätzlich eine Nachholung von 0,67 Cent/kWh berechnet. Die Nachholung 2014 fällt mit 0,57 Cent/kWh etwas geringer aus, da das EEG-Konto inzwischen ausgeglichen ist.
Für 2015 ist keine Nachholung zu erwarten, da schon 8 Monatsabrechnungen in Folge ein positives Saldo aufweisen und im April 2014 ein positiver Kontostand von 1,65 Mrd. € vorhanden war.

	2011	2012	2013	2014
Nachholung für das Vorjahr			2,6 Mrd. €	2,2 Mrd. €
Erhöhung der EEG-Umlage durch Nachholung			0,67 ct/kWh	0,57 ct/kWh

Abbildung 10 zeigt die Entwicklung des monatlichen EEG-Kontostandes seit 2010. Im Jahresverlauf ist das EEG-Konto dabei regelmäßig unterdeckt gewesen, was mit hohen Zinskosten einherging. Aus diesem Grund sind die Übertragungsnetzbetreiber seit 2012 berechtigt, eine Liquiditätsreserve bei der Berechnung der EEG-Umlage einzubeziehen, um die Auszahlungen an die Anlagenbetreiber sicherzustellen. Diese Liquiditätsreserve dient der Reduzierung des unterjährigen Kreditbedarfs im Rahmen des EEG und senkt damit die anfallenden Zinskosten innerhalb des EEG.

	2011	2012	2013	2014
Liquiditätsreserve			1,61 Mrd. €	1,94 Mrd. €
Erhöhung der EEG-Umlage durch den Aufbau der Liquiditätsreserve			0,43 ct/kWh	0,51 ct/kWh

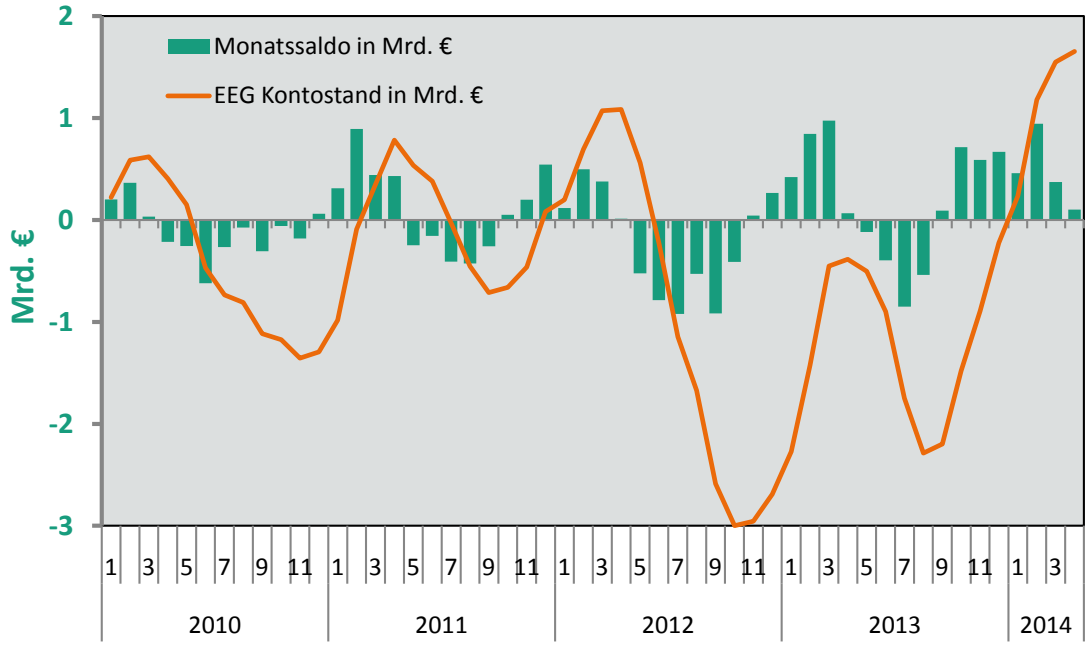

Abbildung 10: Entwicklung des EEG-Kontostandes seit 2010

Abbildung 11 zeigt die Jahresverläufe des EEG-Kontostandes für die letzten fünf Jahre. Durch die erhöhte EEG-Umlage im Jahr 2013 konnten die Verluste aus dem Jahr 2012 wieder kompensiert werden, so dass das Jahr 2014 mit einem ausgeglichenen Kontostand begann. Die erhöhte EEG-Umlage im Jahr 2014 sorgt nun für den Aufbau der Liquiditätsreserve, die bei 10 Prozent liegen soll. Für das Jahresende von 2014 kann ein positiver Kontostand von ca. 2 Mrd. Euro prognostiziert werden.

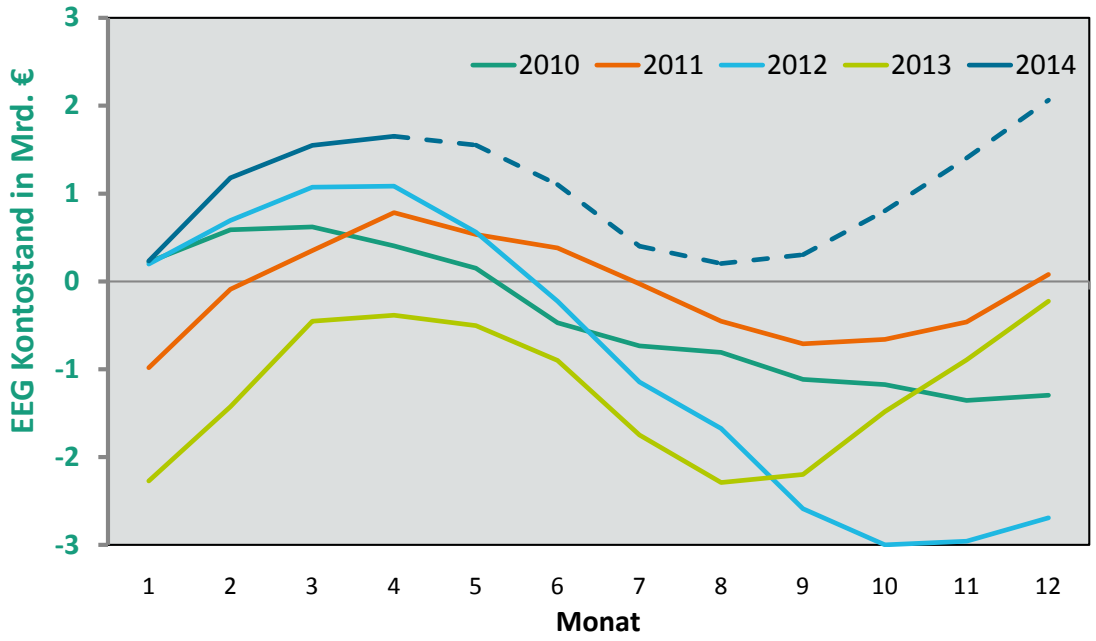

Abbildung 11: Entwicklung des EEG-Kontostandes im Jahresverlauf und Prognose bis Ende 2014

Rechnerische EEG-Umlage ohne privilegierten Letztverbrauch, Nachholungen und Liquiditätsreserve

Dividiert man die EEG-Differenzkosten durch den Letztverbrauch, so erhält man die rechnerische EEG-Umlage ohne die Effekte des privilegierten Letztverbrauchs, der Nachholungen und der Liquiditätsreserve.

$$Rechnerische\ EEG\ Umlage = \frac{EEG\ Differenzkosten}{Letztverbrauch}$$

Ohne die o.g. Effekte läge die EEG-Umlage 2014 bei 4,1 Cent/kWh anstatt 6,24 Cent/kWh. Abbildung 12 zeigt den Verlauf der EEG-Umlage, der EEG-Umlage ohne Industrieprivilegien und der rechnerischen EEG-Umlage ohne Industrieprivilegien, Nachholungen und den Aufbau der Liquiditätsreserve.

	2011	2012	2013	2014
EEG-Differenzkosten	12,08 Mrd €	15,82 Mrd €	16,00 Mrd €	19,21 Mrd €
Letztverbrauch	462 TWh	472 TWh	471 TWh	471 TWh
Rechnerische EEG-Umlage	2,61 ct/kWh	3,36 ct/kWh	3,40 ct/kWh	4,07 ct/kWh

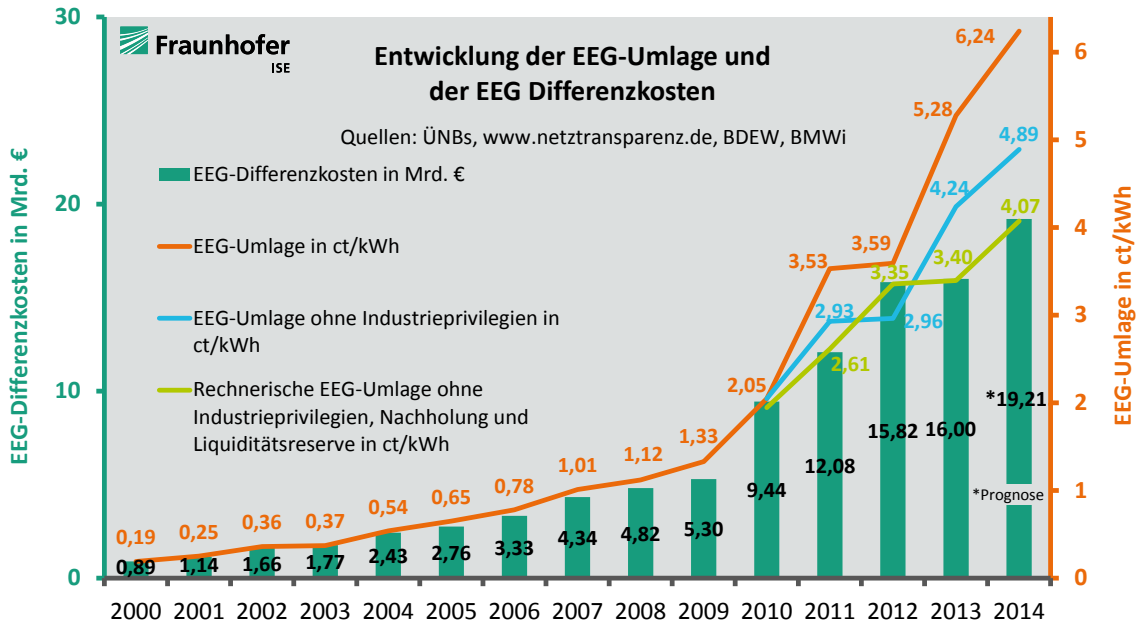

Abbildung 12: Rechnerische EEG-Umlage ohne Privilegierung des Letztverbrauchs, Nachholungen und Liquiditätsreserve

Der EEG Wälzungsmechanismus

Ein wesentlicher Bestandteil des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ist der sogenannte Wälzungs- oder Ausgleichsmechanismus. Dieser soll eine Überlastung einzelner Netzbetreiber durch den Anschluss von erneuerbaren Anlagen durch einen bundesweiten Ausgleich verhindern und kann in vier Stufen gegliedert werden. Bis Ende 2009 wurde dabei die im Folgenden beschriebene physische Wälzung des EEG-Stroms vorgenommen:

1. Die Netzbetreiber sind nach dem EEG verpflichtet erneuerbare Anlagen vorrangig ans Netz anzuschließen und den produzierten Strom vorrangig abzunehmen, zu übertragen, zu verteilen und nach den in §§ 18-33 EEG festgelegten Vergütungssätzen zu vergüten.

2. Die Netzbetreiber müssen den von ihnen abgenommenen und vergüteten Strom an den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) weitergeben und erhalten im Gegenzug die Summe der gezahlten Vergütungen vom ÜNB zurück.

3. In der dritten Stufe erfolgt ein Ausgleich der aufgenommenen Strommengen und gezahlten Vergütungen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern, sodass alle – bezogen auf die in ihrer Regelzone abgesetzte Strommenge - über einen prozentual gleichen Anteil und Mix (Sonne, Wind, Biomasse etc.) an EEG-Strom verfügen.

4. In der vierten Stufe veredeln die ÜNBs den EEG-Strom zu Monatsbändern und geben diesen gleichmäßig an die Stromlieferanten weiter (EEG-Quote), die diese in ihr Stromportfolio integrieren und an die Endverbraucher liefern. Die Stromlieferanten müssen im Gegenzug eine bundesweit einheitliche EEG-Durchschnittsvergütung für den EEG-Strom bezahlen. Da die Durchschnittsvergütung für den EEG Strom über den sonst üblichen Beschaffungspreisen für Strom liegt, entstehen den Stromlieferanten Mehrkosten, die über die EEG-Umlage an die Verbraucher weitergegeben werden.

Die vierte Stufe des EEG Ausgleichsmechanismus war intransparent und streitfällig, da die entstehenden Mehrkosten bei den Versorgern nicht genau definiert waren und je nach Versorger unterschiedlich hoch ausgefallen sind. Ein weiterer Kritikpunkt war die Veredelung des EEG-Stroms zu Monatsbändern durch den Zukauf von Regel- / Ausgleichsenergie. Dieser wurde von den ÜNBs durchgeführt und über die Netzentgelte in Rechnung gestellt wurden. So wurden beispielsweise in 2007 von der Bundesnetzagentur Kosten für die EEG-Veredelung in Höhe von 570 Mio. Euro genehmigt.

Mit Wirkung zum 01.01.2010 wurde daher der EEG-Ausgleichsmechanismus novelliert. Die Reform betrifft insbesondere die 4. Stufe des Ausgleichmechanismus. Die physische Wälzung des EEG-Stroms an die Stromlieferanten wird abgeschafft, stattdessen wird der EEG-Strom nun direkt von den Übertragungsnetzbetreibern vermarktet. Gemäß der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) dürfen die Übertragungsnetzbetreiber den nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) *„…vergüteten Strom nur am vortägigen oder untertägigen Spotmarkt einer Strombörse vermarkten."*

Die Reform des EEG-Ausgleichsmechanismus hin zu einer rein finanziellen Wälzung führte wie zuvor in Abbildung 3 gezeigt zu einem Rückgang der Vermarktungserlöse für EEG-Strom von 5,15 Mrd. Euro in 2009 auf 3,35 Mrd. Euro in 2010 und aufgrund des Merit-Order Effektes seit 2011 zu einem deutlichen Rückgang der Börsenstrompreise am Spotmarkt. In Abbildung 13 ist das

Verhältnis von EEG-Umlage zu Vergütungszahlungen noch einmal grafisch dargestellt. Man erkennt, dass die Steigung der Kurve seit der Reformierung des Wälzungsmechanismus in 2009 deutlich zugenommen hat. Sehr deutlich ist zudem die Folge der politischen Einflussnahme auf die EEG-Umlage im Jahr 2012. Im Juni 2011 versprach die damalige Bundesregierung unter Angela Merkel, die EEG-Umlage werde nicht über 3,5 Cent/kWh steigen. Tatsächlich wurde die Umlage im Folgejahr auf 3,59 Cent/kWh festgelegt. Die Folge ist, dass die Umlage in 2013 deutlich höher ausfallen musste, um das bis zu 3 Mrd. Euro ins Minus gerutschte EEG-Konto wieder auszugleichen.

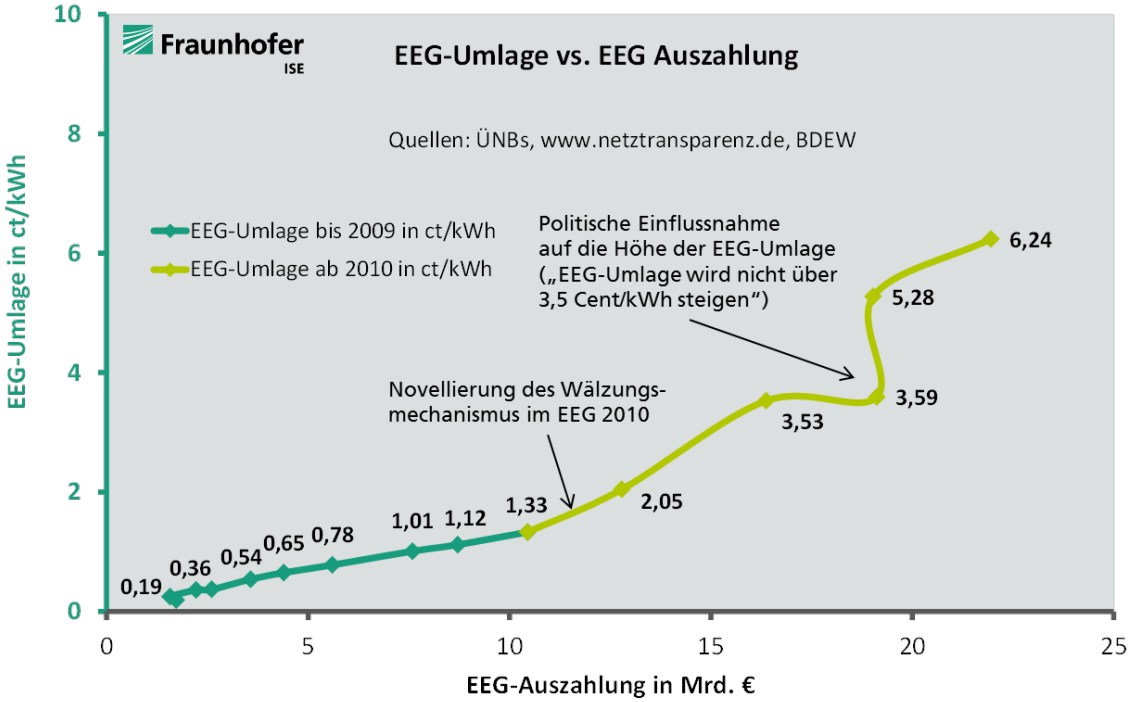

Abbildung 13: Verhältnis von EEG-Umlage zu EEG-Auszahlung

Die Solarenergie als Kostentreiber des EEG?

Als wesentlicher Kostentreiber im EEG wird häufig der starke Ausbau der Solarenergie in den Jahren 2009 bis 2013 gesehen. Tatsächlich waren die Vergütungssätze für Solaranlagen mit Einführung des EEG im Jahr 2000 noch sehr hoch. Die Photovoltaik hat seit Einführung des EEG jedoch eine rasante technologische Entwicklung hinsichtlich Effizienz und Systemkosten durchlaufen, sodass die Einspeisevergütung von ursprünglich um die 50 Cent/kWh auf mittlerweile unter 10 Cent/kWh gefallen ist. Gerade in den letzten Jahren sind die Kosten für Solarstrom enorm gefallen. Dies spiegelt auch die Grafik in Abbildung 14 wieder: Während sich die Vergütungszahlungen an EEG Anlagen von 2009 bis 2013 ungefähr verdoppelt haben, hat die Stromproduktion aus PV-Anlagen im gleich Zeitraum von 7 TWh auf 30 TWh um mehr als den Faktor 4 zugenommen.

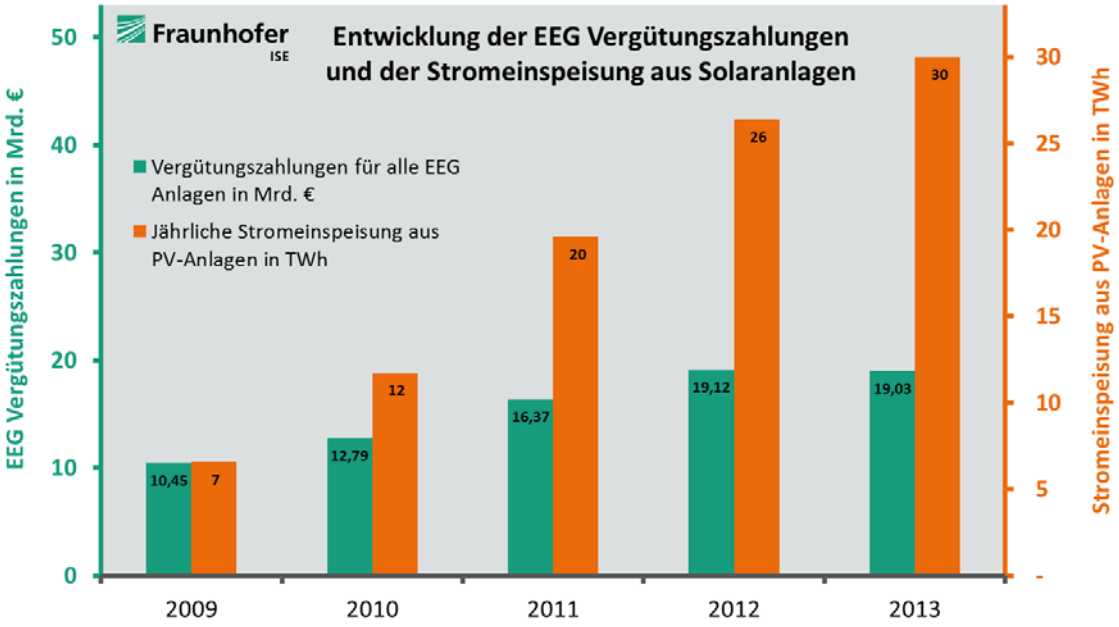

Abbildung 14: EEG-Vergütungszahlungen und Stromeinspeisung aus Solaranlagen

2 Zusammenfassung

Probleme im heutigen System der EEG-Umlage

- Durch die EEG-Novellierung zum 01.01.2010 dürfen die EEG-Strommengen nur noch am Spotmarkt der Strombörse verkauft werden. Die Preise am Spotmarkt lagen in den letzten Jahren unter den Preisen des Future-Marktes und den OTC-Preisen (over the counter).
- Durch den Merit-Order Effekt sinken die Börsenstrompreise und damit die Einnahmen aus dem Verkauf des EEG-Stroms. Seit 2008 hat sich der Börsenstrompreis halbiert.
- Die Industrieprivilegien führen 2014 zu einer Mehrbelastung der Endverbraucher von 1,35 Cent/kWh.
- Die Nachholungen zum Ausgleich des EEG-Kontos erhöhen die EEG-Umlage um 0,57 Cent/kWh. Diese Kosten entfallen 2015 höchstwahrscheinlich.
- Der Aufbau der Liquiditätsreserve erhöht die EEG-Umlage um 0,51 Cent/kWh. Diese Belastung entfällt, wenn die Liquiditätsreserve aufgebaut ist.
- Die rechnerische EEG-Umlage ohne die o.g. Effekte liegt bei 4,1 Cent/kWh, die tatsächliche bei 6,24 Cent/kWh.
- Die EEG-Umlage für 2015 wird nicht weiter ansteigen, sondern eher wieder fallen.

Lösungsansätze

- Überkapazitäten im konventionellen Kraftwerkspark sollten abgebaut werden, um die Strompreise zu stabilisieren und ein weiteres Absinken der Spotmarktpreise zu verhindern.
- Der Kraftwerkspark sollte flexibler auf niedrigere Börsenstrompreise reagieren und die erzeugte Leistung reduzieren. Heute werden Kernkraftwerke bei negativen Börsenstrompreisen nur auf 70% ihrer Leistung gedrosselt, Braunkohlekraftwerke auf 60%. Steinkohle- und Gaskraftwerke sind viel flexibler und werden auf 10% ihrer Leistung gedrosselt.
- Die CO2 Preise sollten durch eine Reformierung des Emissionshandels oder die Einführung einer CO2 Steuer deutlich angehoben werden. Dadurch würde sich das Preisniveau an der Strombörse stabilisieren und die EEG-Umlage könnte sinken.
- Der Handel der EEG Strommengen sollte nicht verpflichtend am Spotmarkt erfolgen, da dort nur sehr geringe Preise erzielt werden und der Merit-Order Effekt sich mit weiterem Zubau erneuerbarer Energien verstärkt.

3 Quellen

[1] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNBs)
www.netztransparenz.de

[2] BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.:“ Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2014)“
http://www.bdew.de/

[3] Buchmüller, C., Schnutenhaus, J., “Die Weiterentwicklung des EEG-Ausgleichsmechanismus”, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Ausgabe 11, 2009
http://www.schnutenhaus-kollegen.de/_downloads/Buchmueller_Ausgleichsmechanismus.pdf

[4] Ternus, T., “Vom Hoffnungsträger zum Sündenbock”, Sonnenenergie, Ausgabe 2, 2014
http://www.sonnenenergie.de/index.php?id=30&no_cache=1&tx_ttnews[tt_news]=287

[5] BMU “Zeitreihen zur Entwicklung der Kosten des EEG“, Stand 15.10.2013
http://www.erneuerbare-energien.de/unser-service/mediathek/downloads/detailansicht/artikel/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland/