

Mögliche Entwicklung der Umlage zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz bis 2018

November 2012

Im Auftrag der Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft

**Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln (EWI)**

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 277 29-100
Fax: +49 (0)221 277 29-400
www.ewi.uni-koeln.de

Projektteam

Stephan Nagl

Simon Paulus

PD Dr. Dietmar Lindenberger

INHALTSVERZEICHNIS

1	Zusammenfassung.....	1
2	Hintergrund und Zielsetzung	3
3	Historische Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland	4
3.1	Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.....	4
3.2	Förderkosten und die Umlage zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	5
4	Mögliche Entwicklungspfade der Förderkosten sowie der EEG-Umlage	7
4.1	Szenariendefinition und Rahmenbedingungen	7
4.2	Methodik sowie weitere Annahmen	11
4.3	Ergebnisse der Szenarienanalyse	13
	Abbildungsverzeichnis.....	XIX
	Tabellenverzeichnis	XIX
	Literaturverzeichnis.....	XX

1 ZUSAMMENFASSUNG

Das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) fördert die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) in Deutschland. Dies hat seit 2000 zu einem starken Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere Wind-, Biomasse- und Solaranlagen geführt. Allerdings sind im selben Zeitraum auch die Förderkosten entsprechend angestiegen. Vor diesem Hintergrund und ehrgeizigen Zielen für den Ausbau der Erneuerbaren bis 2020 stehen die Entwicklungen der Förderkosten sowie der Belastung der Endverbraucher in der Diskussion.

Ziel dieser Kurzexpertise ist es, mögliche Entwicklungen der Zusatzkosten und der EEG-Umlage bis 2018 aufzuzeigen. Des Weiteren werden die wesentlichen Treiber für die EEG-Umlage erläutert. Grundlage für die Szenarien bilden aktuelle Trends sowie die bestehenden gesetzlichen Regelungen hinsichtlich der Förderung von erneuerbaren Technologien. Anhand von drei Szenarien werden unter Berücksichtigung verschiedener Ausbaupfade der Erneuerbaren, der Stromnachfrage sowie des Großhandelspreises mögliche Entwicklungspfade der Förderkosten und der EEG-Umlage herausgearbeitet.

Aufgrund der Unsicherheit über die Entwicklung der wichtigsten Einflussfaktoren ergibt sich in den Szenarien eine relativ große Bandbreite für die Entwicklung der EEG-Umlage. Unter Berücksichtigung steigender Großhandelspreise ist eine Reduktion der EEG-Umlage möglich. Allerdings deuten die Szenarien bis 2018 einen weiteren Anstieg der Umlage an, wobei die Höhe stark von dem Ausbau der Erneuerbaren sowie der Entwicklung der Großhandelspreise abhängig ist. Im Referenzszenario steigt die EEG-Umlage bis 2018 auf 5,17 ct/kWh gegenüber der Kernumlage in 2013 von 4,28 ct/kWh (exklusive 0,7 ct/kWh Nachzahlung für 2012 sowie 0,3 ct/kWh Liquiditätsreserve) an. Bezogen auf die von den Übertragungsnetzbetreibern festgelegte EEG-Umlage von 5,277 ct/kWh in 2013, verringert sich die EEG-Umlage geringfügig bis 2018. Daher werden die Verbraucher im Referenzszenario in den Jahren bis 2018 weniger stark belastet als im Jahr 2013, da in der EEG-Umlage 2013 Nachzahlungen für 2012 berücksichtigt sind.

Wesentlicher Treiber dieser Entwicklung ist weiterhin der Ausbau von Solaranlagen trotz der reduzierten Vergütungssätze. Des Weiteren tragen der Ausbau von Biomasse sowie offshore Windenergieanlagen zu einer Erhöhung der Umlage bei. Politische Möglichkeiten hinsichtlich einer Reduktion der EEG-Umlage sind begrenzt, da Altanlagen auch zukünftig entsprechend der gesetzlichen Regelungen vergütet werden müssen.

Um einen weiteren Kostenanstieg zu begrenzen ohne die Erneuerbaren-Ziele infrage zu stellen, könnte der Ausbau der erneuerbaren Energien stärker auf vergleichsweise kostengünstige Technologien konzentriert werden. Wie die Szenarien zeigen, ist in Deutschland onshore Windenergie gegenüber allen anderen Technologien mit deutlich geringeren Kosten verbunden.

Eine Diskussion über eine sinnvolle Weiterentwicklung des EEGs ist nicht Gegenstand dieser Studie. Allerdings zeigen die Ergebnisse, dass eine solche Diskussion dringend notwendig ist, da die EEG Kosten bis 2018 auch im Szenario „niedrig“ nur geringfügig sinken. Dies schließt neben den technologiespezifischen Zielen auch eine Diskussion über eine stärkere Marktorientierung sowie die Nutzung der Möglichkeit bilateraler Zusammenarbeit mit unseren europäischen Partnern gemäß der Richtlinie 2009/28/EC (EC (2009) ein.

2 Hintergrund und Zielsetzung

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist in Deutschland in den letzten Jahren durch die Förderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes deutlich angestiegen. Somit wurde der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung auf zirka 20 Prozent in 2011 erhöht (BMU (2012)). Gemäß des Nationalen Aktionsplans wird ein weiterer Ausbau bis 2020 in Deutschland angestrebt. Vor diesem Hintergrund soll die weitere Entwicklung der Förderkosten für erneuerbare Energien sowie der resultierenden Belastung der Endverbraucher durch die EEG-Umlage untersucht werden.

Die Förderkosten für erneuerbare Energien sind aufgrund des starken Ausbaus in den letzten Jahren (vor allem durch Photovoltaik-Anlagen) deutlich angestiegen. Förderkosten ergeben sich aus der Differenz von gesetzlichen (technologiespezifischen) Vergütungssätzen sowie dem Großhandelspreis gewichtet mit den entsprechenden durch das EEG geförderten Erzeugungsmengen. Gemäß den gesetzlichen Regelungen werden die Förderkosten für erneuerbare Energien auf den Stromverbrauch der Endverbraucher unter Beachtung der Ausnahmeregelungen für energieintensive Unternehmen umgelegt. Unter Berücksichtigung des starken Ausbaus regenerativer Energien in den letzten Jahren sowie stabiler Großhandelspreise für Strom in 2013 wurde die EEG-Umlage auf 5,277 ct/kWh für die umlagepflichtigen Endverbraucher in 2013 festgelegt (Übertragungsnetzbetreiber (2012)).

Ziel dieser Kurzexpertise ist es, verschiedene mögliche Entwicklungen der EEG-Umlage unter Berücksichtigung des weiteren Ausbaus von 2013 bis 2018 aufzuzeigen. Es werden ein Referenzszenario sowie ein Szenario mit geringerer und eines mit höherer EEG-Umlage dargestellt. Ferner sollen auf Basis der entwickelten Szenarien die wesentlichen Treiber für die EEG-Umlage aufgezeigt werden.

Grundlage für die Szenarienanalyse bildet der bisherige Ausbau erneuerbarer Energien, Vergütungszahlungen gemäß den EEG-Jahresabrechnungen sowie die jeweiligen Vergütungssätze gemäß den gesetzlichen Regelungen in der zurückliegenden Dekade (EEG 2000-2012). Nach 2012 werden konsistente Entwicklungen für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien, der technologie-spezifischen Vergütungssätze, den Stromverbrauch umlagepflichtiger Endverbraucher sowie der Großhandelspreise herausgearbeitet.

3 HISTORISCHE ENTWICKLUNG DER ERNEUERBAREN ENERGIEN IN DEUTSCHLAND

3.1 Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Vor Implementierung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes im Jahr 2000 wurde der überwiegende Anteil erneuerbarer Stromerzeugung aus Wasserkraft gewonnen (schwankende Wasserjahre mit 15-25 TWh gemäß BMU (2012)). Aufgrund der gesetzlichen Förderung ergab sich in den Folgejahren zunächst ein starker Ausbau von Windenergieanlagen und Biomassekraftwerken. Auch im Zuge der Überarbeitungen des EEGs (2004, 2009 und 2012) setzt sich dieser Trend weiter fort. Während Windenergieanlagen (9,5 TWh in 2000 bzw. 40,5 TWh in 2008) und Biomassekraftwerke (4,7 TWh in 2000 bzw. 27,5 TWh in 2008) weiter ausgebaut werden, ist vor allem der Ausbau an Photovoltaik-Anlagen in den letzten Jahren stark ausgefallen. Der jährliche Zubau entsprach 4,45 GW in 2009, 6,99 GW in 2010 und 7,23 GW in 2011. Im laufenden Jahr 2012 (bis Ende August) wurden bereits 5,3 GW an Photovoltaik-Anlagen zugebaut (BNetzA (2012)). Abbildung 1 zeigt die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 1990 bis 2020.

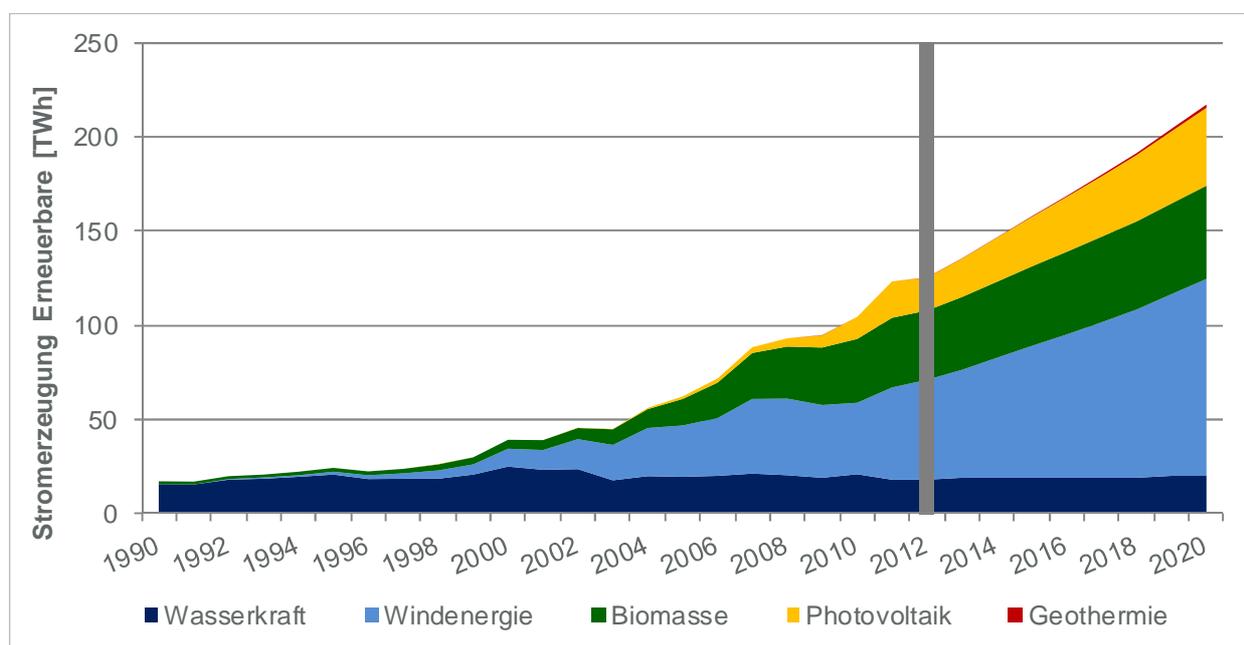


ABBILDUNG 1: ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN [TWh]

Quelle: EWI auf Basis BMU (2012) bzw. NREAP

Bis 2020 wurden länderspezifische Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien gemäß der National Renewable Actions Plans (NREAP) von jedem Mitgliedstaat der Europäischen Union (EU) definiert. Dabei ist der Ausbau der erneuerbaren Energien Teil der „20-20-20“ Ziele der

Europäischen Union. In Deutschland soll insbesondere der Ausbau von onshore und offshore Windanlagen, Biomasseanlagen sowie der Photovoltaik weiter vorangetrieben werden.

3.2 Förderkosten und die Umlage zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

In Deutschland ist die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Regelfall teurer als aus konventionellen Energien. Vor diesem Hintergrund fördert das EEG die Stromerzeugung aus Erneuerbaren. Die sich einstellenden Förderkosten werden auf die Endverbraucher entsprechend der gesetzlichen Regelungen umgelegt (AusglMechV (2012)).

Die EEG-Umlage und deren konkrete Berechnung beinhaltet eine Vielzahl von zu berücksichtigenden Parametern, sie kann jedoch vereinfacht wie folgt dargestellt werden. Kosten ergeben sich aus den Vergütungszahlungen an Anlagenbetreiber, die sich aus den technologiespezifischen Erzeugungsmengen und den jeweiligen Einspeisetarifen ergeben. Erlöse ergeben sich durch die Vermarktung der EEG-Strommengen. Die Differenz aus Kosten und Erlösen wird auf die Endverbraucher umgelegt.

$$EEG \text{ Umlage} = \frac{\text{Kosten} - \text{Erlöse}}{\text{nicht privilegierter Letztverbrauch}}$$

Unter Berücksichtigung der gesetzlichen Ausnahmeregelungen für privilegierte Endverbraucher sowie die Möglichkeit der Direktvermarktung ergibt sich folgende Berechnungsmethodik (in Anlehnung an Öko-Institut (2012)). Die Vergütungszahlungen ergeben sich aus eingespeisten Strommengen (Q_i^{ges}) verschiedener Technologien (i) und technologiespezifischen Vergütungssätzen (v_i^{spz}).¹ Darüber hinaus ergibt sich eine Belastung der nicht privilegierten Endverbraucher durch das „Grünstromprivileg“ gemäß § 39 EEG, da sich bei entsprechenden Vorgaben die EEG-Umlage um 2 ct/kWh ($f^{grün}$) für die Absatzmengen ($V^{grün}$) von Elektrizitätsversorgungsunternehmen reduziert. Erlöse ergeben sich aus den durch die Übertragungsnetzbetreiber vermarkteten Strommengen (Q_i^{teil}) multipliziert mit den um die technologiespezifischen Marktwertfaktoren (mw_i) korrigierten Großhandelspreise (p).² Die Marktwertfaktoren berücksichtigen Abweichungen vom durchschnittlichen Großhandelspreis bei typischer Einspeisung der verschiedenen Technologien. Der privilegierte Letztverbrauch (X^{pri}), d.h. stromintensive Industrien gemäß § 40-44 EEG, multipliziert mit der begrenzten Umlage (f^{pri}) reduziert umlagewirksame Kosten. Ferner wirken vermiedenen Netzentgelte (vNE) kostenentlastend. Vermiedene Netzentgelte entstehen, wenn Strom in Nieder- und

¹ Für eine bessere Übersicht, stellen die spezifischen Kosten (v_i^{spz}) auch Kosten der unter dem EEG direkt vermarkteten Strommengen (Marktprämie, Managementprämie und Flexibilitätsprämie) dar.

² Mit Strommengen (Q_i^{teil}) sind nur die durch die Übertragungsnetzbetreiber vermarkteten Strommengen gemeint.

Mittelspannungsnetze eingespeist, gleichzeitig aber auch ein gewisser Teil aus diesen wieder entnommen wird. Der nicht privilegierte Letztverbrauch ergibt aus dem Nettostromverbrauch (NS) abzüglich dem eigenerzeugten Eigenverbrauch (EV^{eig}), dem Eigenverbrauch von Photovoltaik (EV^{pv}) und dem privilegierten Letztverbrauch (X^{pri}) vom Nettostromverbrauch.

$$EEG \text{ Umlage} = \frac{\sum_i (Q_i^{ges} * v_i^{spz}) + V_{grün} * f_{grün} - \sum_i (Q_i^{teil} * mw_i * p) - X^{pri} * f^{pri} - v_{NE}}{NS - EV^{eig} - EV^{pv} - X^{pri}}$$

Die im EEG festgelegten Vergütungssätze haben einen direkten Einfluss auf die EEG-Umlage. Da die Vergütungssätze einer Degression unterliegen, bedeutet dies ceteris paribus ein Absenken der Förderkosten und damit auch eine Verringerung der EEG-Umlage. Die Förderkosten hängen des Weiteren entscheidend von dem Großhandelspreis ab. Steigt der Großhandelspreis relativ zu den Vergütungssätzen der erneuerbaren Energien, impliziert dies ebenfalls einen Rückgang der Förderkosten sowie der EEG-Umlage. Umgekehrt wirkt ein sinkender Großhandelspreis, beispielsweise als Folge konjunktureller Schwankungen, EEG-Umlage erhöhend. Die Höhe des privilegierten Endverbrauchs und der Höchstsatz wirken sich ebenfalls direkt auf die EEG-Umlage aus. Erhöht man etwa den momentanen Satz von 0,05 ct/kWh, steigen die Zahlungen der privilegierten Letztverbraucher und reduzieren somit die Umlagekosten für die nicht privilegierten Endverbraucher.

4 MÖGLICHE ENTWICKLUNGSPFADE DER FÖRDERKOSTEN SOWIE DER EEG-UMLAGE

4.1 Szenariendefinition und Rahmenbedingungen

Mögliche Entwicklungen der EEG-Umlage sowie deren wesentliche Einflussfaktoren werden im Folgenden anhand von drei Szenarien diskutiert. Im Referenzszenario werden aktuelle Trends sowie die bestehende Gesetzeslage bis 2018 fortgeschrieben. Die Szenarien „niedrig“ bzw. „hoch“ berücksichtigen entsprechende Abweichungen von den aktuellen Trends und zeigen eine Bandbreite für die Entwicklung der Zusatzkosten bzw. der EEG-Umlage auf. Grundlage für die Szenarien bilden Annahmen über die Entwicklung des Nettostromverbrauchs, des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Großhandelspreise für Strom.

Es werden ein Referenzszenario sowie ein Szenario mit geringerer und eines mit höherer EEG-Umlage dargestellt. Tabelle 1 zeigt eine Übersicht über die unterstellten Entwicklungen der wesentlichen Einflussfaktoren für die EEG-Umlage in den untersuchten Szenarien.

TABELLE 1: SZENARIENDEFINITION

	Szenario EEG-Umlage "niedrig"	Szenario EEG-Umlage "Referenz"	Szenario EEG-Umlage "hoch"
Nettostromverbrauch	↑	→	↓
Ausbau Erneuerbare	↓	→	↑
Großhandelspreise	↑	→	↓
→ Trendentwicklung; ↓ unter Trendentwicklung; ↑ über Trendentwicklung			

Entwicklung des Nettostromverbrauchs

Im Referenzszenario wird ein ansteigender Verlauf der Nettostromnachfrage unterstellt. Der Verlauf orientiert sich an der Entwicklung seit 1991 – im Durchschnitt mit 0,7 % pro Jahr gemäß BDEW (2011). Im Szenario „niedrig“ wird ein Anstieg des Nettostromverbrauchs um 0,9 % pro Jahr in Anlehnung an der Entwicklung in der letzten Dekade unterstellt. Im Szenario „hoch“ wird ein rückläufiger Verlauf der Nettostromnachfrage angenommen. Der Verlauf ist orientiert am Szenario IV B der Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung (Prognos/EWI/GWS (2010)). Dort wird von einer deutlichen Reduktion der Stromnachfrage aufgrund von Effizienzmaßnahmen ausgegangen. Tabelle 2 zeigt die unterstellte Entwicklung der Nettostromnachfrage [TWh] in den drei Szenarien bis 2018.

TABELLE 2: UNTERSTELLTE ENTWICKLUNG DES NETTOSTROMVERBRAUCHS [TWh]

	Szenario "niedrig"	Referenzszenario	Szenario "hoch"
2013	532,6	531,5	523,0
2014	537,3	535,2	518,2
2015	542,2	539,0	513,3
2016	547,1	542,7	508,5
2017	552,0	546,5	503,7
2018	557,0	550,4	498,9

Quelle: EWI

Entwicklung des Ausbaus der Erneuerbaren

Es wird in allen drei Szenarien von einem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien ausgegangen. Die in Tabelle 3 dargestellten Strommengen umfassen sowohl die nach dem EEG geförderten sowie die nicht geförderten Strommengen. Der Ausbau der Erneuerbaren im Referenzszenario orientiert sich an den technologiespezifischen NREAP-Zielen. Dementsprechend kommt es zu einem verstärkten Ausbau von onshore und offshore Windanlagen, Biomassekraftwerken und Photovoltaikanlagen. Da das Ausbauziel für Photovoltaikanlagen in 2012 im NREAP bereits übertroffen wurde, wird von einem etwas schnelleren Zubau an PV ausgegangen. Für 2013 wird ein Zubau in Höhe von 5 GW und für 2014 4 GW unterstellt. Im Szenario „niedrig“ wird von einem geringeren Ausbau der Erneuerbaren ausgegangen. Hier ist unterstellt, dass etwa 10 % weniger onshore und etwa 50 % weniger offshore Windenergie gegenüber den NREAP-Zielen in 2018 genutzt wird. Dabei werden Solaranlagen nur noch geringfügig, die Geothermie nicht mehr ausgebaut. Im Szenario „hoch“ wird von einer Übererfüllung der NREAP-Ziele bis 2018 ausgegangen. Dies berücksichtigt vor allem einen schnelleren Ausbau der Photovoltaik gemäß der Entwicklung in den letzten Jahren, eine Übererfüllung der Pläne für offshore Windenergie um 50 %, so dass die 2020 Ziele bereits in 2018 erreicht werden (wobei die derzeitigen Ziele bereits ambitioniert erscheinen), sowie einer verstärkten Nutzung von Biomasse bis 2018.

**TABELLE 3: UNTERSTELLTE ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG AUS ERNEUERBAREN
(GESAMT: NACH EEG GEFÖRDERTE SOWIE NICHT GEFÖRDERTE STROMERZEUGUNG) [TWh]**

	Szenario "niedrig"	Referenzszenario	Szenario "hoch"
Wasserkraft			
2013	19,0	19,0	19,0
2014	19,0	19,0	19,0
2015	19,0	19,0	19,0
2016	19,0	19,0	19,0
2017	19,0	19,0	19,0
2018	19,0	19,0	19,0
Wind onshore			
2013	51,4	54,1	59,5
2014	52,6	58,4	64,3
2015	55,8	62,0	68,2
2016	58,1	64,6	71,0
2017	60,2	66,9	73,6
2018	62,0	68,9	75,8
Wind offshore			
2013	2,8	3,3	4,1
2014	3,9	5,2	6,5
2015	4,8	8,0	10,0
2016	5,7	11,5	17,2
2017	7,8	15,6	23,4
2018	10,1	20,3	30,4
Biomasse			
2013	37,8	38,6	39,7
2014	38,9	40,4	42,5
2015	40,0	42,0	45,3
2016	40,9	43,7	47,9
2017	41,9	45,3	50,4
2018	42,7	46,8	52,8

Photovoltaik			
2013	33,3	35,6	36,6
2014	35,6	39,4	41,3
2015	38,0	42,2	45,0
2016	40,3	44,1	47,9
2017	42,7	46,0	48,8
2018	45,0	47,9	48,8
Geothermie			
2013	0,2	0,2	0,2
2014	0,2	0,3	0,3
2015	0,2	0,4	0,4
2016	0,2	0,5	0,6
2017	0,2	0,7	0,8
2018	0,2	1,0	1,1
Deponie-, Klär- und Grubengas			
2013	1,6	1,8	2,0
2014	1,6	1,8	2,0
2015	1,7	1,8	2,0
2016	1,7	1,9	2,0
2017	1,7	1,9	2,1
2018	1,7	1,9	2,1

Quelle: EWI bzw. auf Basis NREAP (2010)

Entwicklung der Großhandelspreise

Ein wesentlicher Treiber für die Entwicklung der Zusatzkosten bzw. der EEG-Umlage sind die Großhandelspreise für Strom. Für die Großhandelspreise im Referenzszenario wird von den im Zeitraum 01.10.2011-30.09.2012 an der European Energy Exchange (EEX) gehandelten Futurepreisen (Phelix-Base-Year-Future) ausgegangen. Die Großhandelspreise im Szenario „niedrig“ bzw. „hoch“ berücksichtigen einen preistreibenden Effekt einer erhöhten Nachfrage sowie einen preisdämpfenden Effekt eines stärkeren Ausbaus erneuerbarer Energien im Vergleich zum Referenzszenario auf Basis von Modellrechnungen des Energiewirtschaftlichen Instituts. Des Weiteren wird im Szenario „niedrig“ (bzw. „hoch“) von bis zu 15 % steigenden (bzw. sinkenden) Brennstoffpreisen ausgegangen.

TABELLE 4: UNTERSTELLTE ENTWICKLUNG DER GROßHANDELSPREISE [€/MWh]

	Szenario "niedrig"	Referenzszenario	Szenario "hoch"
2013	54.5	51.1	47.0
2014	55.4	51.4	46.0
2015	57.8	52.0	44.2
2016	60.9	53.3	42.6
2017	64.0	54.5	41.2
2018	65.7	54.4	38.7

Quelle: EWI bzw. EEX (2012)

4.2 Methodik sowie weitere Annahmen

Grundlage für die Abschätzung der Zusatzkosten für erneuerbare Energien sowie der EEG-Umlage bilden die derzeitigen gesetzlichen Regelungen. Wie in Abschnitt 3 dargestellt, ergeben sich Zusatzkosten für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aus der Differenz zwischen technologiespezifischen Vergütungssätzen und dem jeweiligen Marktwert der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gewichtet mit den jeweiligen Mengen. Diese Zusatzkosten werden unter Berücksichtigung der Kosten durch andere Vermarktungsoptionen (zum Beispiel Marktprämie) und den Regelungen für den privilegierten Endverbraucher auf die nicht-privilegierten Endverbraucher umgelegt.

- Nicht-privilegierter Letztverbrauch:** Grundlage für den Letztverbrauch bildet die unterstellte Entwicklung des Nettostromverbrauchs. Davon abgezogen wird die eigenverbrauchte Eigenerzeugung, die meistens von Industriebetrieben erzeugt und direkt verbraucht wird. Um die Entwicklung bis 2018 abzuschätzen, wird das Verhältnis zum Nettostromverbrauch in 2011 fortgeschrieben. Des Weiteren wird der eigenverbrauchte Strom aus Solaranlagen (PV-Eigenverbrauch) abgezogen. Ferner wird der Nettostromverbrauch gemäß § 40-44 EEG um den Stromverbrauch „stromintensiver Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit hohem Stromverbrauch oder Schienenbahnen“ bereinigt. Der derzeit festgelegte Höchstsatz von 0,05 ct/kWh gemäß § 41 EEG wird in den Szenarien bis 2018 beibehalten. Des Weiteren reduziert sich der nicht privilegierte Letztverbrauch um den umlagebefreiten Stromverbrauch aufgrund der Regelungen für den direkt vermarkteten Strom gemäß § 39 (1) EEG („Grünstromprivileg“). Aufgrund der Änderungen der gesetzlichen Regelungen in den letzten Jahren ist eine Abschätzung der Entwicklung der direktvermarkteten Strommengen schwierig. Da die Regelungen hierzu verschärft wurden, wird in den Szenarien von einem Rückgang der direktvermarkteten Mengen gemäß § 39 EEG für 2013 ausgegangen.

- **Technologiespezifische Vergütungssätze:** Historische Vergütungssätze werden entsprechend der gesetzlichen Regelungen nach Zubaujahr und Technologieklasse berücksichtigt. Die zukünftigen Vergütungssätze werden unter Berücksichtigung der nach § 20 EEG festgeschriebenen Degressionssätzen gemäß der gesetzlichen Regelungen fortgeschrieben. Dies beinhaltet auch den Zubaukorridor für Anlagen zur Erzeugung aus Strom aus solarer Strahlungsenergie und die entsprechenden Anpassungen der Vergütungssätze gemäß § 20 a und b EEG.
- **Großhandelspreise und Marktwertfaktoren:** Grundlage für die Bewertung des Marktwertes von Strom aus erneuerbaren Energien bilden die im Zeitraum 01.10.2011-30.09.2012 an der EEX gehandelten Futurepreise für Strom (Phelix-Base-Year-Future). Die in den Szenarien „niedrig“ und „hoch“ unterstellten Großhandelspreise berücksichtigen ferner einen preisdämpfenden Effekt des Ausbaus erneuerbarer Energien („Merit-Order-Effekt“, vgl. zum Beispiel Bode und Groscurth (2006), BMU (2007), Sensfuß und Ragwitz (2007), Nicolosi (2011) oder Fürsch et al. (2012)) sowie einen preistreibenden Effekt einer steigenden Stromnachfrage. Um die Vermarktungserlöse der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien abzuschätzen, werden die Großhandelspreise mit den Marktwertfaktoren je Technologieklasse multipliziert. Mithilfe von technologiespezifischen Marktwertfaktoren werden die unterschiedlichen Einspeiseprofile von Wind und Solaranlagen bzw. der unterschiedliche Wert von Strom zum Zeitpunkt der Einspeisung berücksichtigt (Energy Brainpool (2011)). Die zur Szenarienerstellung verwendeten Marktwertfaktoren beruhen auf EWI-Modellberechnungen. PV-Anlagen speisen typischerweise zur Mittagszeit mit in der Vergangenheit tendenziell höheren Strompreisen (relativ zum Jahresbase) ein. Daher wurde bislang von einem Marktwertfaktor für PV-Anlagen größer als 1 ausgegangen. Aufgrund des weiteren Ausbaus der Solaranlagen bzw. des resultierenden Absenkens der Mittagsspitze, sinkt der Marktwertfaktor in den Szenarien für Photovoltaik vom heute verwendeten Wert 1,2 auf 0,975 in 2018. Ferner steigen relativ die Marktfaktoren für Wind von heute ungefähr 0,85 für Wind onshore auf 0,931 und für Wind offshore auf 0,937 in 2018.
- **Direktvermarktung von EEG-Mengen:** Es werden die Regelungen bezüglich der technologiespezifischen Managementprämie für direktvermarkteten Strom entsprechend der gesetzlich festgelegten Anpassung berücksichtigt. Ferner werden die bestehenden gesetzlichen Regelungen bezüglich der Verringerung der EEG-Umlage für Elektrizitätsunternehmen um 2,0 ct/kWh bei entsprechender Vermarktung von Strom mit mindestens 50 % Erneuerbarenanteil im Sinne des §§ 23 bis 33 EEG und mindestens 20 % im Sinne des §§ 29 bis 33 EEG wird in den Szenarien fortgeschrieben („Grünstromprivileg“).

- **Vermiedene Netzentgelte:** Die derzeitige Regelung sieht eine Bereinigung der Zusatzkosten um sogenannte vermiedene Netzentgelte vor (BDEW (2012)). Begründet wird dies durch die oftmals direkte Einspeisung von EEG-Anlagen in das Nieder- und Mittelspannungsnetz und auch der dortigen Entnahme. Dieses Konzept suggeriert, dass durch den Ausbau erneuerbarer Energien Netzkosten vermieden werden, obwohl der mit dem Ausbau der Erneuerbaren verbundene Ausbau der Verteil- und Transportnetze insgesamt zu zusätzlichen Kosten führt. Dennoch wird die bestehende Logik auf Basis der Angaben von 2003-2011 in den Szenarien zur rechnerischen Ermittlung der EEG-Umlage in den Szenarien fortgeschrieben.
- **Vermarktungskosten EEG-Strom:** Den Übertragungsnetzbetreibern entstehen Kosten bei der Vermarktung des EEG-Stroms in Form von Profilservicekosten, Handelsanbindungskosten sowie Zinskosten. Profilservicekosten fallen an, um den aufgenommenen EEG-Strom für den Spotmarkt handelsfähig zu machen (BDEW (2012)).
- **Überschuss bzw. Unterdeckung des EEG-Kontos:** Auf dem „EEG-Konto“ werden Kosten und Erlöse zusammengeführt. Die Szenarien zeigen die Entwicklung der EEG-Umlage unter Berücksichtigung einer möglichen Unter- oder Überdeckung des EEG-Kontos Ende 2013. Dementsprechend berücksichtigt die ausgewiesene EEG-Umlage in 2014 mögliche Nachholeffekte aus 2013. Ab 2015 gibt es im Rahmen der Szenarien keine Vor- oder Rückzahleffekte, die EEG-Umlage ist dann gleich der Kernumlage.

4.3 Ergebnisse der Szenarienanalyse

Unter Berücksichtigung der unterstellten Annahmen ergeben sich entsprechend der beschriebenen Methodik Zusatzkosten durch den Ausbau erneuerbarer Energien sowie die von den Stromkunden (nicht-privilegierter Endverbraucher) zu entrichtende EEG-Umlage.

Entwicklung der Zusatzkosten für erneuerbare Energien

Die Entwicklung der Zusatzkosten in den Szenarien (nach Technologiegruppen) wird in Abbildung 2 bis Abbildung 4 dargestellt. Die ausgewiesenen Zusatzkosten entsprechen der Differenz aus technologiespezifischen Vergütungssätzen gemäß EEG und dem Großhandelspreis korrigiert um die Marktwertfaktoren gewichtet mit den jeweiligen über das EEG vermarkteten Strommengen. Abbildung 2 zeigt die absolute Entwicklung und Abbildung 3 die technologiespezifischen Anteile an den Zusatzkosten im Zeitverlauf. Abbildung 4 vergleicht die sich in den Szenarien einstellenden Zusatzkosten mit den Zusatzkosten aus 2011.

- Zusatzkosten steigen (unterschiedlich stark) in allen Szenarien gegenüber 2011 an.**
 Im Referenzszenario steigen die Zusatzkosten bis 2018 auf etwa 20,9 Mrd. € an (Anstieg um 60 % gegenüber 2011). Auch bei relativ hohen Großhandelspreisen steigen die Zusatzkosten im Szenario „niedrig“ aufgrund des weiteren, wenngleich geringeren, Ausbau erneuerbarer Energien sowie der Kosten von Bestandsanlagen bis 2018 an (Anstieg um 31 %). Im Szenario „hoch“ verdoppeln sich die Zusatzkosten bis 2018.
- Die technologiespezifischen Anteile an den Zusatzkosten bleiben in allen Szenarien bis 2018 ähnlich wie 2011.**
 Etwa die Hälfte der Zusatzkosten entfällt in allen Szenarien im Zeitverlauf auf die Förderung der Solaranlagen (49-66 %). Des Weiteren entfällt ein wesentlicher Anteil der Zusatzkosten auf Biomasseanlagen (24-30 %). Der Anteil an den gesamten Zusatzkosten von offshore Windenergie steigt im Zeitverlauf aufgrund des stärkeren Ausbaus auf 5-13 % in 2018 an.

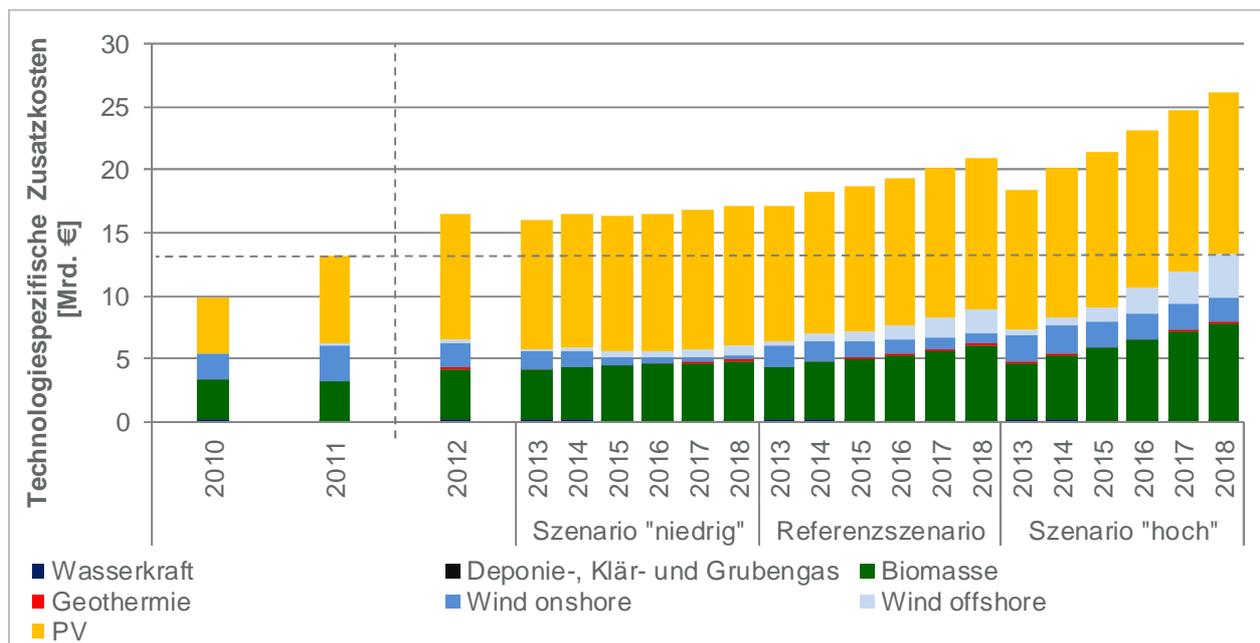


ABBILDUNG 2: ENTWICKLUNGEN DER ZUSATZKOSTEN IN DEN SZENARIEN [Mrd. €]

Quelle: EWI bzw. historisch auf Basis von BDEW (2012)

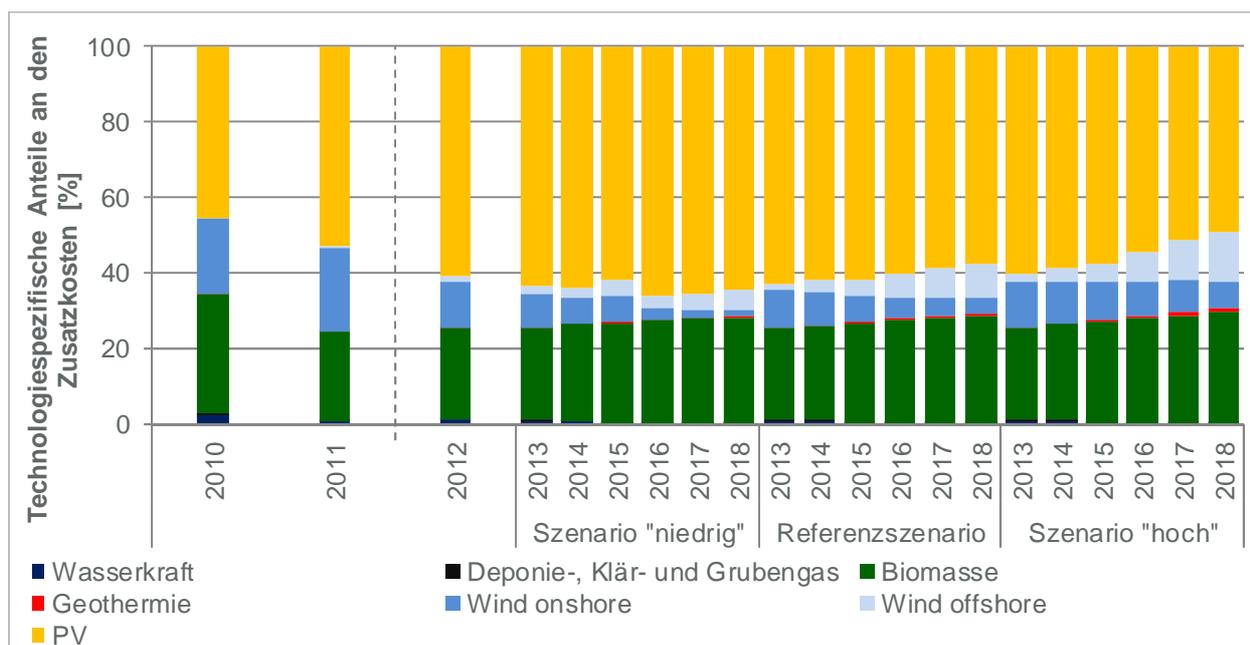


ABBILDUNG 3: TECHNOLOGIESPEZIFISCHE ANTEILE AN DEN ZUSATZKOSTEN [%]

Quelle: EWI bzw. historisch auf Basis von BDEW (2012)

- Im Vergleich mit 2011 steigen die Zusatzkosten für alle Technologien mit Ausnahme von **Wasserkraft und vor allem onshore Windenergie**.

Die Zusatzkosten für onshore Windenergie verringern sich aufgrund des unterstellten gemäßigten Ausbaus sowie der Degression der Vergütungssätze. Entsprechend der Reduktion der Vergütungssätze nach den ersten 5 Jahren gehen insbesondere die Zusatzkosten für bestehende Windenergieanlagen zurück. Dieser Effekt tritt für die anderen Technologien – wegen der konstanten Vergütungssätze für den gesamten Zeitraum – nicht ein.

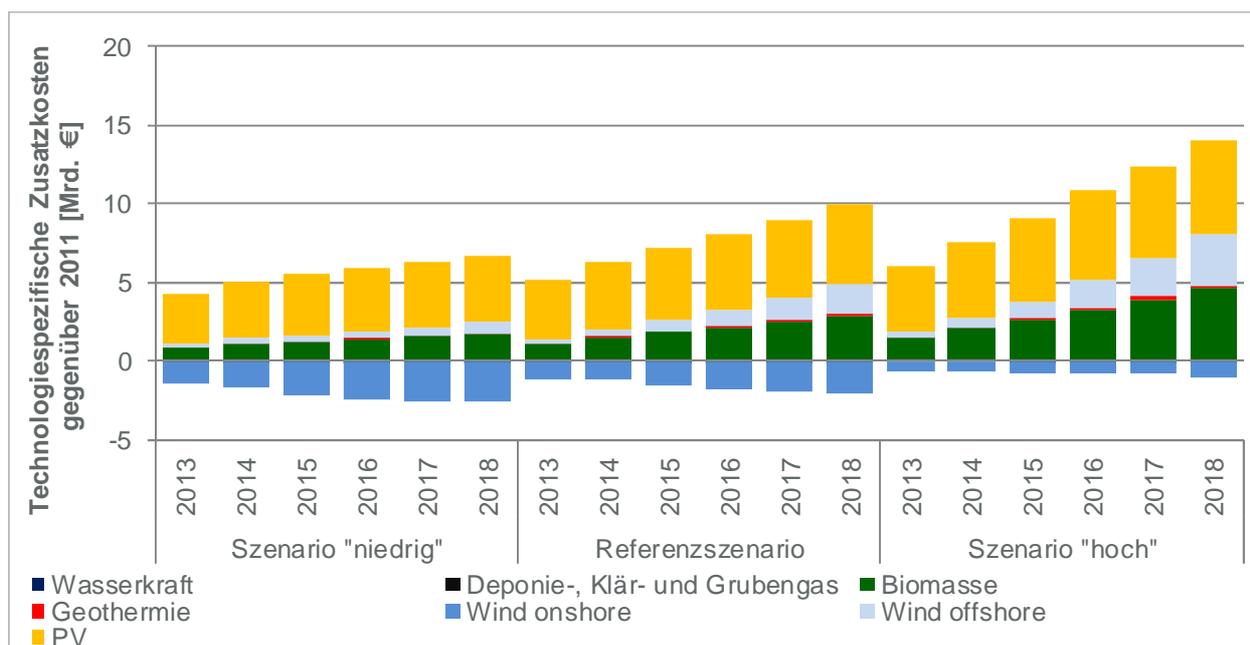


ABBILDUNG 4: ZUSATZKOSTEN NACH TECHNOLOGIEGRUPPEN GEGENÜBER 2011 [Mrd. €]

Quelle: EWI

Entwicklung der EEG-Umlage

Die dargestellten Zusatzkosten werden entsprechend der beschriebenen Methodik auf den Letztverbrauch umgelegt. Daraus ergeben sich die in Abbildung 5 (bzw. Tabelle 5) dargestellten Entwicklungen der EEG-Umlage für die nicht privilegierten Letztverbraucher. Ab 2013 werden die sich in den Szenarien einstellenden EEG-Umlagen farblich dargestellt. Ferner ist die von den Übertragungsnetzbetreibern festgelegte EEG-Umlage von 5,277 ct/kWh bzw. die Kernumlage von 4,28 ct/kWh dargestellt. Im Jahr 2013 ist der Nachholbetrag knapp 2,6 Mrd. € (Differenz zwischen Prognose der tatsächlichen Einnahmen und Ausgaben in 2012 gemäß Übertragungsnetzbetreiber [2012]) berücksichtigt. In 2014 werden die Unter- bzw. Überdeckungen des EEG-Kontos aus dem Jahr 2013 ausgeglichen. Dementsprechend ergibt sich im Szenario „hoch“ aufgrund eines Nachzahl-Effektes im Jahr 2014 eine EEG-Umlage über dem Trend, und im Szenario „niedrig“ aufgrund eines Rückzahl-Effektes eine EEG-Umlage unter dem Trend. Ab 2015 gibt es im Rahmen der Szenarien keine Vor- oder Rückzahleffekte, die EEG-Umlage ist dann gleich der Kernumlage.

Die wesentlichen Treiber für die Entwicklung der EEG-Umlage sind selbst in der kurzen Frist mit relativ großen Unsicherheiten behaftet. Dies betrifft insbesondere den Zubau an erneuerbaren Energien (bzw. deren Mix). Ein Beispiel hierfür ist der kurzfristig starke Zubau von rund 7 GW an Photovoltaik-Anlagen in den Jahren 2010 und 2011. Des Weiteren ist die Entwicklung der Großhandelspreise schwer vorauszusehen, da konjunkturelle Effekte (weltweit) eine große Rolle spielen, sodass die Großhandelspreise im Zeitraum 2007-2010 starken

Schwankungen unterlagen (38-66-39-46 €/MWh). Denkbar sind daher auch Schwankungen der EEG-Umlage (positive und negative) bei entsprechenden Schwankungen der Großhandelspreise.

- In unserem Referenzszenario liegt die EEG-Kernumlage für das Jahr 2013 bei 4,4 ct/kWh und damit leicht über der Prognose der Übertragungsnetzbetreiber (4,28 ct/kWh).

Hauptgrund für die sich im Referenzszenario einstellende leicht höhere EEG-Kernumlage für 2013 gegenüber der Prognose der Übertragungsnetzbetreiber ist ein unterstellter stärkerer Ausbau der PV-Anlagen im Jahr 2013. Die Szenarien „niedrig“ und „hoch“ zeigen mit 4,1 und 4,8 ct/kWh eine Bandbreite für die EEG-Kernumlage in 2013 auf.

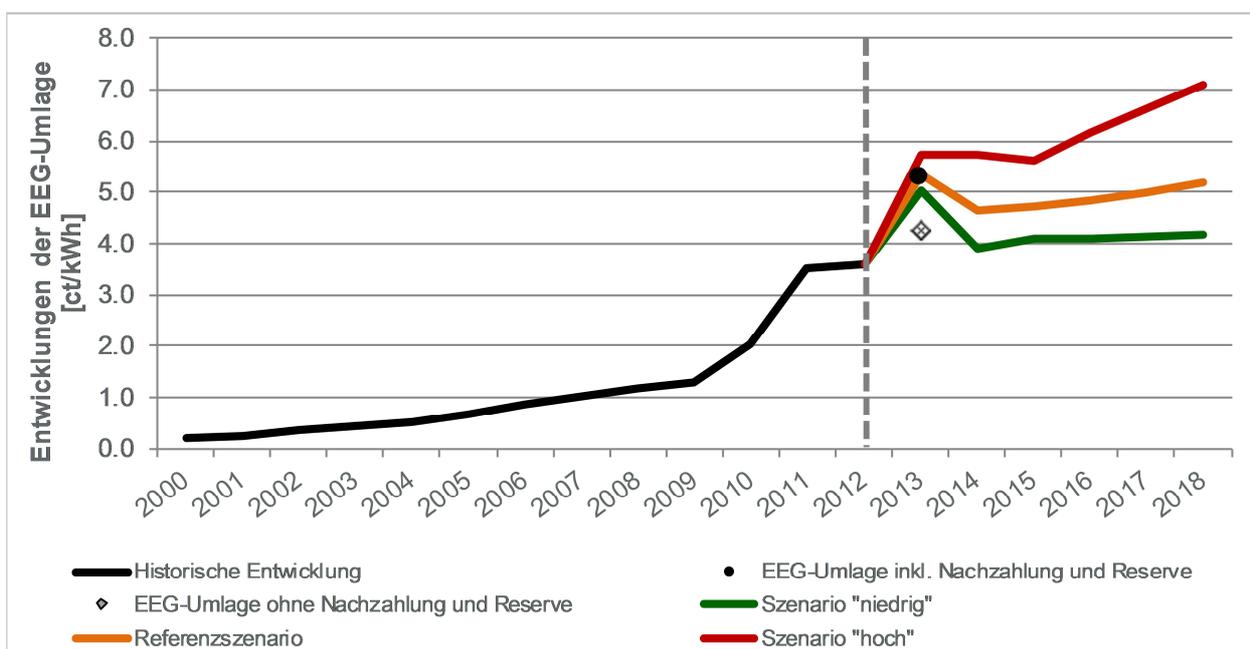


ABBILDUNG 5: ENTWICKLUNGEN DER EEG-UMLAGE IN DEN SZENARIEN [ct/kWh]

Quelle: EWI bzw. historisch auf Basis von BDEW (2012)

TABELLE 5: EEG-UMLAGE IN DEN SZENARIEN [ct/kWh]

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Szenario „niedrig“	5,03	3,90	4,10	4,10	4,12	4,19
Referenzszenario	5,33	4,66	4,71	4,83	4,98	5,17
Szenario „hoch“	5,74	5,71	5,62	6,15	6,62	7,08

Quelle: EWI

- **Im Referenzszenario steigt die EEG-Umlage bis 2018 gegenüber der Kernumlage in 2013 (exklusive Nachzahlung für 2012 sowie Liquiditätsreserve) an.**

Im Referenzszenario steigt die EEG-Umlage 2012 von 3,59 auf 5,33 ct/kWh in 2013 an. Im Vergleich zu der von den Übertragungsnetzbetreibern prognostizierten EEG-Umlage in Höhe von 5,277 ct/kWh ergibt sich im Referenzszenario eine um etwa 0,05 ct/kWh höhere EEG-Umlage für 2013. Im Jahr 2014 reduziert sich die EEG-Umlage auf 4,66 ct/kWh, da im Jahr 2013 Nachzahlungen von 0,7 ct/kWh und eine Liquiditätsreserve von 0,3 ct/kWh berücksichtigt sind. Im weiteren Verlauf steigt die EEG-Umlage kontinuierlich auf 5,17 ct/kWh in 2018 an. Generell ist der Anstieg zu einem überwiegenden Teil auf den Anstieg der Förderkosten zurückzuführen, die unterstellte Entwicklung der Stromnachfrage spielt eine untergeordnete Rolle.

- **Entsprechend der unsicheren Entwicklung der wesentlichen Treiber für die EEG-Umlage, ergibt sich einer relativ große Differenz zwischen dem Szenario „niedrig“ bzw. „hoch“ und dem Referenzszenario. Die zunehmende Differenz verdeutlicht die wachsende Unsicherheit bezüglich der Entwicklung der wesentlichen Einflussfaktoren im Zeitverlauf.**

Im Szenario „hoch“ führt der Anstieg der Zusatzkosten sowie der unterstellte Rückgang des Nettostromverbrauchs zu einem Anstieg der EEG-Umlage auf 7,08 ct/kWh in 2018. Der starke Anstieg in 2013 und 2014 ist vor allem auf einen weiteren Ausbau der Photovoltaik zurückzuführen. Trotz Anpassung der Vergütungssätze entfällt ein Großteil der Zusatzkosten auf die Solarenergie. Im Unterschied dazu ist auch bei entsprechendem Anstieg der Großhandelspreise ein Rückgang der EEG-Umlage möglich. Im Szenario „niedrig“ reduziert sich die EEG-Umlage in 2014 auf 3,90 ct/kWh und steigt bis 2018 auf 4,19 ct/kWh an.

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien [TWh]	4
Abbildung 2: Entwicklungen der Zusatzkosten in den Szenarien [Mrd. €]	14
Abbildung 3: Technologiespezifische Anteile an den Zusatzkosten [%].....	15
Abbildung 4: Zusatzkosten nach Technologiegruppen gegenüber 2011 [Mrd. €]	16
Abbildung 5: Entwicklungen der EEG-Umlage in den Szenarien [ct/kWh]	17

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Szenariendefinition	7
Tabelle 2: Unterstellte Entwicklung des Nettostromverbrauchs [TWh]	8
Tabelle 3: Unterstellte Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren	9
Tabelle 4: Unterstellte Entwicklung der Großhandelspreise [€/MWh].....	11
Tabelle 5: EEG-Umlage in den Szenarien [ct/kWh]	17

LITERATURVERZEICHNIS

AusglMechV (2012): Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (Ausgleichsmechanismusverordnung - AusglMechV). Verfügbar unter: <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/ausglmechv/gesamt.pdf>.

BDEW (2011): Energiedaten - Entwicklung des Nettostromverbrauchs. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2011. Verfügbar unter: <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/164149/umfrage/netto-stromverbrauch-in-deutschland-seit-1999/>.

BDEW (2012): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken 2011. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Januar 2012.

BNetzA (2012): Monatliche Veröffentlichung der PV Meldezahlen. Bundesnetzagentur. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/VerguetungssaetzePVAnlagen/VerguetungssaetzePhotovoltaik_no_de.html.

BMU (2007): Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel – Analyse für das Jahr 2006. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Juni 2007.

BMU (2012): Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Juli 2012.

Bode, S.; Groscurth, H. (2006): The Effect of the German Renewable Energy Act (EGG) on the Electricity Price. Hamburg Institute of International Economics. Dezember 2006. Verfügbar unter: <http://www.arrhenius.de/27.0.html>.

Bundestag (2012): Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare Energien Gesetz – EEG).

EC (2009): The Promotion of the use of energy from renewable sources. Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council.

Energy Brainpool (2011): Ermittlung des Marktwertes der deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken. Studie für die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Verfügbar unter: http://www.eeg-kwk.net/de/file/110801_Marktwertfaktoren.pdf.

EEX (2012): Marktdaten. Phelix Baseload Year Future. European Energy Exchange.

Fürsch, M.; Malischek, R.; Lindenberger, D. (2012): Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien – Analyse der kurzen und langen Frist. EWI Working Paper, No 12/14. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln. Verfügbar unter: <http://www.ewi.uni-koeln.de/publikationen/working-papers>.

Nicolosi, M. (2011): The Economics of Renewable Electricity Market Integration. An Empirical and Model-Based Analysis of Regulatory Frameworks and their Impacts on the Power Market. Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln, Bd. 70.

NREAP (2010): National Renewable Energy Action Plan (NREAP), 2010.

Öko-Institut e.V. (2012): Komponentenzerlegung der Umlage zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien über das Erneuerbare Energien Gesetz. Kurzstudie. Verfügbar unter: <http://www.oeko.de/oekodoc/1588/2012-444-de.pdf>.

Prognos/EWI/GWS (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.

Sensfuß, F.; Ragwitz, M. (2007): Analyse des Preiseffekts der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel. Analyse für das Jahr 2006. Gutachten des Fraunhofer Instituts für System- und Innovationsforschung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Übertragungsnetzbetreiber (2012): Pressemitteilung zur veröffentlichten EEG-Umlage 2013. Verfügbar unter: <http://www.eeg-kwk.net/de/EEG-Umlage.htm>.