

# RENEWS SPEZIAL

NR. 73 / NOVEMBER 2014

## KOSTEN UND PREISE FÜR STROM



AGENTUR FÜR  
ERNEUERBARE  
ENERGIEN  
unendlich-viel-energie.de

## AUTOREN

Jörg Mühlenhoff, Mitarbeit: Thomas Siegemund

Redaktionsschluss: November 2014

## HERAUSGEGEBEN VON

Agentur für Erneuerbare Energien e. V.

Invalidenstraße 91

10115 Berlin

Tel.: 030 200535 30

Fax: 030 200535 51

E-Mail: [kontakt@unendlich-viel-energie.de](mailto:kontakt@unendlich-viel-energie.de)

## UNTERSTÜTZER

Bundesverband Erneuerbare Energie

Bundesverband Solarwirtschaft

Bundesverband WindEnergie

GtV – Bundesverband Geothermie

Bundesverband Bioenergie

Fachverband Biogas

Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen

Verband der Deutschen Biokraftstoffindustrie

## PROJEKTARBEIT GEFÖRDERT DURCH

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft

# INHALT

<b>1</b>	<b>Was unsere Strompreise und -kosten beeinflusst.....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Wie die Marktplätze für Strom organisiert sind.....</b>	<b>6</b>
<b>3</b>	<b>Was steckt in welchen Strompreisen?.....</b>	<b>9</b>
3.1	Stromgestehungskosten.....	10
3.2	Strombörsenpreise.....	14
3.3	Endverbraucher-Strompreis.....	20
<b>4</b>	<b>Wechselwirkungen zwischen Erneuerbaren Energien und Strompreisen.....</b>	<b>25</b>
4.1	Die EEG-Umlage verteilt die Differenzkosten erneuerbarer Stromerzeugung	25
4.2	Sinkende Strombörsenpreise lassen die EEG-Umlage steigen.....	27
4.3	Preissteigerungen werden vollständig, Preissenkungen nur unvollständig weitergegeben.....	27
4.4	Verfünffachung der EEG-Umlage bei Verdopplung der erneuerbaren Stromerzeugung.....	29
4.5	Ausblick: EEG-Umlage sinkt 2015 erstmals.....	31
<b>5</b>	<b>Externe Kosten: Die Schäden, die auf der Stromrechnung fehlen.....</b>	<b>33</b>
5.1	Externe Kosten der Stromproduktion aus Stein- und Braunkohle.....	35
5.2	Externe Kosten der Atomstromproduktion.....	37
5.3	Externe Kosten der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien.....	38
<b>6</b>	<b>Förderkosten: Direkte und indirekte Subventionen.....</b>	<b>40</b>
6.1	Förderkosten der Stromproduktion aus Steinkohle.....	40
6.2	Förderkosten der Stromproduktion aus Braunkohle.....	41
6.3	Förderkosten der Atomstromproduktion.....	42
6.4	Förderkosten der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien.....	46
<b>7</b>	<b>Erneuerbare Energien sind volkswirtschaftlich ein Gewinn.....</b>	<b>49</b>

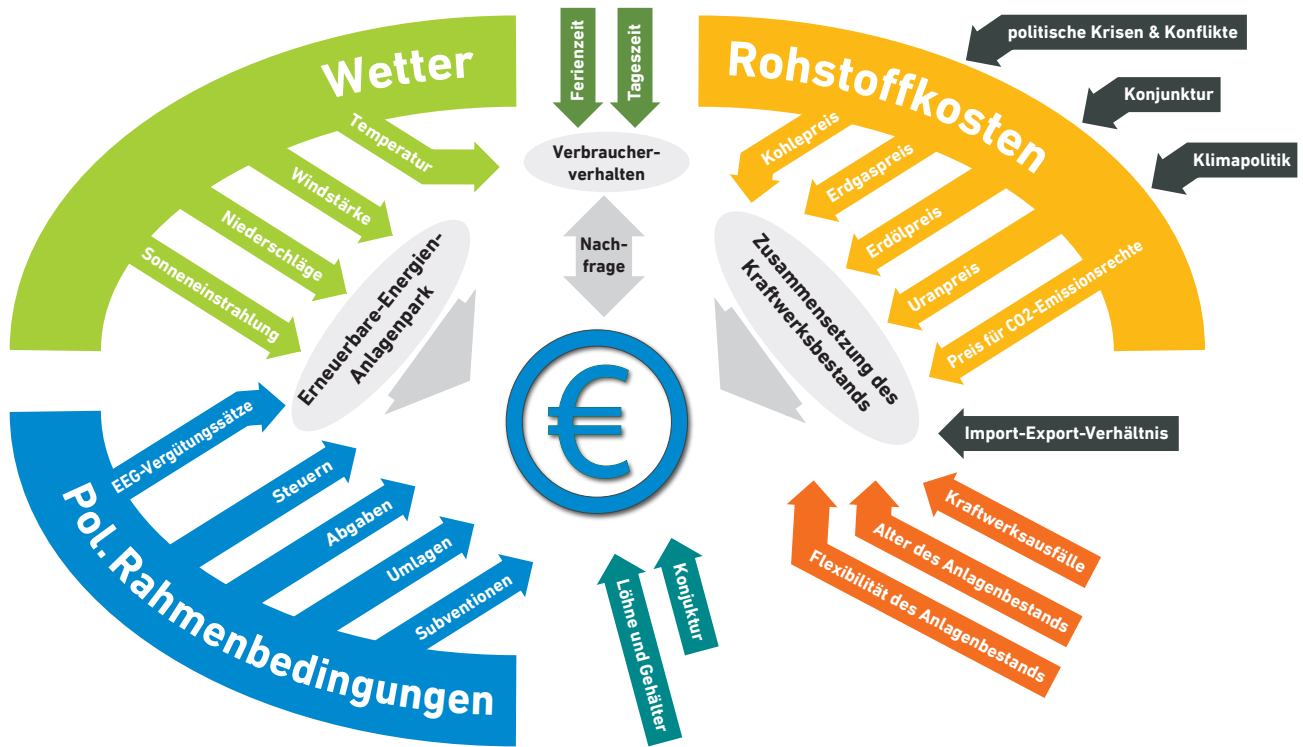
# 1 WAS UNSERE STROMPREISE UND -KOSTEN BEEINFLUSST

Die Stromrechnung ist zum Streitfall in Deutschland geworden. Sicher scheint für den Endverbraucher nur, dass sein Strompreis immer weiter ansteigt. Damit nehmen auch die Schuldzuweisungen zu: Die Umlage des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) wird für angebliche Rekordpreise verantwortlich gemacht. Mal wird Politikern der „Schwarze Peter“ zugeschoben, weil sie durch die hohe Steuerlast den Strompreis in die Höhe treiben. Mal werden Stromkonzerne der Preistreiberei auf dem Rücken ihrer Kunden beschuldigt.

Diese Ausgabe der Publikationsreihe „Renews Spezial“ untersucht die verschiedenen Einflussgrößen, die sich auf die – höchst unterschiedlichen – Strompreise in Deutschland auswirken. Ort der Preisbildung sind die Strommärkte (Kapitel 2 „Wie die Marktplätze für Strom organisiert sind“, S. 6). Dazu werden zunächst die Kosten differenziert, die jeder Stromverbraucher über seine Stromrechnung bezahlt: für die Produktion, den Transport und den Vertrieb der von ihm verbrauchten Strommenge. Unterschiedliche Brennstoff- und Kapitalkosten der Strom erzeugenden Anlagen und das Verhältnis von Angebot und Nachfrage an den Strombörsen beeinflussen die Preisbildung ebenso wie Steuern und Abgaben, die dem jeweiligen Preis aufgeschlagen werden, um Aufgaben und Ziele zu finanzieren, die vom Marktgeschehen selbst nicht gewährleistet werden (vgl. Kapitel 3 „Was steckt in welchen Strompreisen“, S. 9). Die Wechselwirkungen zwischen Erneuerbaren Energien und den Strompreisen sowie die besondere Rolle der EEG-Umlage werden in Kapitel 4 (S. 25) untersucht.

Nicht im Strompreis abgebildet sind dagegen die externen Kosten der Stromerzeugung. Das sind die Kosten für Klima-, Umwelt-, Gesundheits- und Materialschäden, die von der jeweiligen Art der Stromerzeugung verursacht werden. Die hiermit verbundenen Folgekosten werden hingegen zum Beispiel vom Steuerzahler oder den Krankenkassen getragen (vgl. Kapitel 5 „Externe Kosten: Die Schäden, die auf der Stromrechnung fehlen“, S. 33). Auch Subventionen, Forschungsmittel und andere Begünstigungen für die jeweilige Stromerzeugung sind nicht im Strompreis einkalkuliert, sondern stellen gesellschaftliche Zusatzkosten dar, die von der Allgemeinheit getragen werden. In Kapitel 6 (S. 40) werden auch diese „vergessenen Kosten“ analysiert.

**Einflussfaktoren auf die Bildung des Strompreises**



Quelle: eigene Darstellung

## 2 WIE DIE MARKTPLÄTZE FÜR STROM ORGANISIERT SIND

In diesem Kapitel sollen die für die Preisbildung wichtigen Rahmenbedingungen beschrieben werden. Der Wettbewerb ist hier noch relativ jung: Mit der Umsetzung der EU-Richtlinie zur Liberalisierung der Strommärkte endeten im Jahr 1998 die mehr als sechs Jahrzehnte festgelegten Gebietsmonopole in Deutschland. Jeder Stromverbraucher kann seitdem, unabhängig vom Ort, seinen Stromanbieter frei wählen. Stromerzeugung, -übertragung und -vertrieb wurden juristisch getrennt. Die Strombörse mit Spot- und Terminmärkten ist entstanden.

Es gibt in Deutschland aber nicht einen einzigen Strommarkt. Zwischen Kraftwerk und Steckdose des Endverbrauchers entfalten sich mehrere Marktstufen und -segmente mit Teilmärkten, die nach unterschiedlichen Aufgaben, Lieferzeiten und -volumina organisiert sind. Je nach Funktion der Marktsegmente gelten unterschiedliche gesetzliche und wettbewerbliche Regeln, die auf Kosten und die Preisbildung Einfluss nehmen (siehe auch Renew's Kompakt **„Erneuerbare Energien im Strommarkt“**, Dezember 2013).

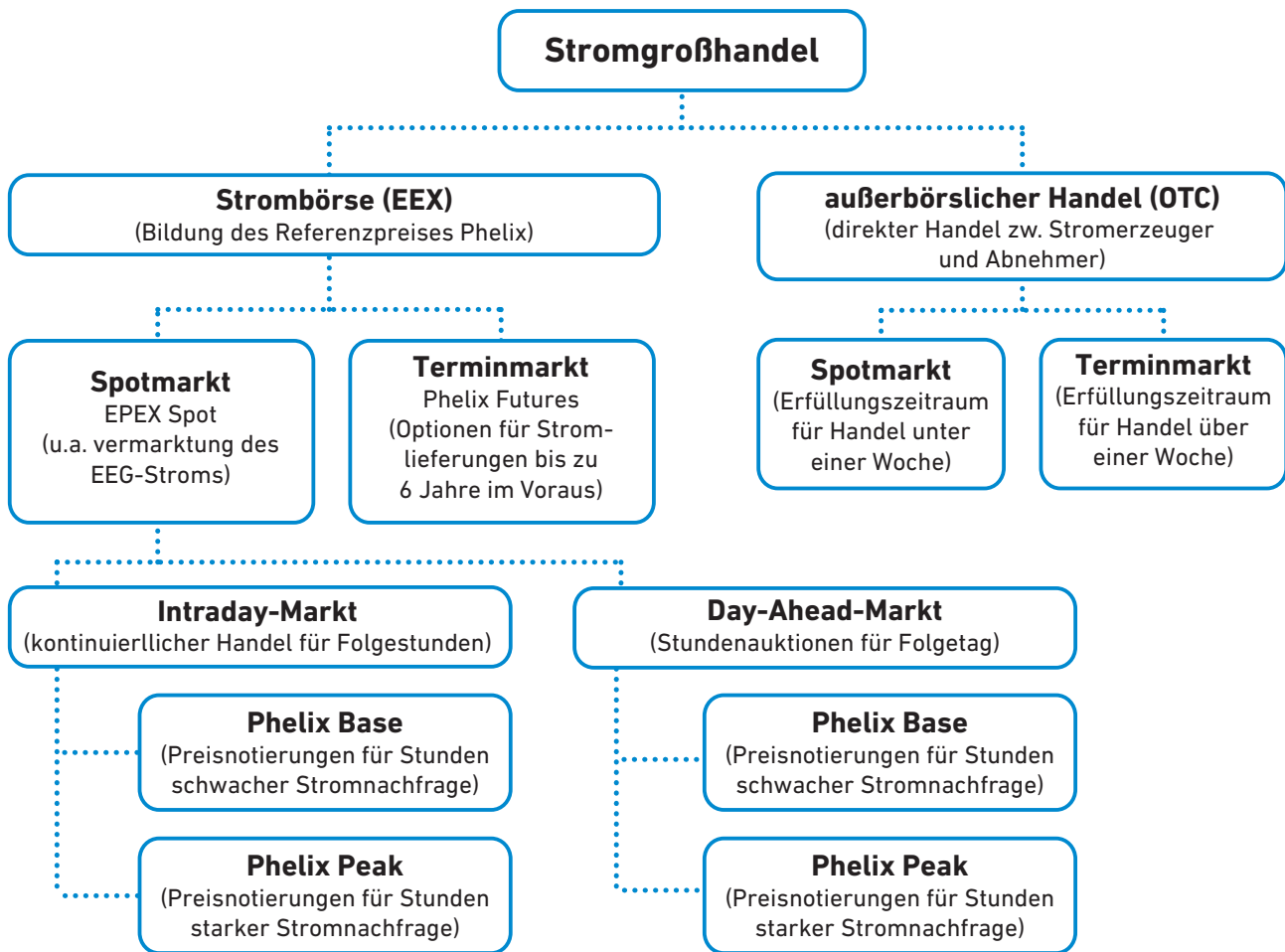
Die Stromerzeuger in Deutschland, z.B. die Betreiber eines Braunkohlekraftwerks, verkaufen ihren Strom überwiegend auf dem Großhandelsmarkt, entweder an der Strombörse (European Energy Exchange, EEX in Leipzig oder EPEX Spot in Paris) oder außerbörslich (Over the counter, sog. OTC-Handel). Auch der im Rahmen des EEG erzeugte erneuerbare Strom wird nach derzeitiger gesetzlicher Regelung überwiegend über die Börse vermarktet (siehe auch Renew's Spezial 70 **„Eigenverbrauch und regionale Direktvermarktung“**, April 2014).

Der Handel an der Börse erfolgt dabei kurzfristig auf dem Spotmarkt für die nächsten Stunden (Intraday), den nächsten Tag (Day-Ahead) oder langfristig auf dem Terminmarkt (bis zu sechs Jahre im Voraus). An der Strombörse wird täglich ein Referenzpreis (Phelix) ermittelt, an dem sich auch der OTC-Handel orientiert.<sup>1</sup> Der Preis, den Erzeuger für ihren Strom erzielen, bestimmt sich aus Angebot und Nachfrage, bzw. aus den Grenzkosten und der Einsatzreihenfolge der verfügbaren Kraftwerke (vgl. Kapitel 3.2, S. 14).

Die aus Fusionen der früheren Gebietsmonopolisten hervorgegangenen vier größten deutschen Stromversorger RWE, E.ON, Vattenfall und EnBW verfügen mehr als 15 Jahre nach der Marktöffnung weiterhin über eine große Marktmacht. Für das Jahr 2008 stellten Wettbewerbschützer wie das Bundeskartellamt und die Monopolkommission noch fest, dass RWE, E.ON, Vattenfall und EnBW bereits individuell über eine so starke Marktposition verfügten, dass sie den Wettbewerb beeinträchtigen könnten, beispielsweise durch eine künstliche, preissteigernde Verknappung ihrer Kraftwerkskapazitäten zu Zeiten hoher Stromnachfrage.

<sup>1</sup> AEE 2013.

## Bestandteile des Stromgroßhandels in Deutschland



Quelle: Darstellung nach SRU/BNetzA/BKartA<sup>2</sup>

In der Untersuchung für das Jahr 2012 sah die Monopolkommission die Gefahr der Preissteigerungen durch die hohe Konzentration von Marktmacht jedoch bereits stark gesunken.<sup>3</sup>

Mehrere Entwicklungen führten seit 2008 dazu, dass sich die Wettbewerbssituation verbessert hat, dass neue Anbieter an den Markt gelangen konnten, die Dominanz der „Großen Vier“ zurückgegangen ist und die Strombörsenpreise (Phelix Day Base) von 6,6 ct/kWh im Jahr 2008 auf 3,2 ct/kWh im Jahr 2014<sup>4</sup> gesunken sind:

- Mit dem Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen haben sich Privathaushalte, Landwirte, Stadtwerke, sowie weitere neue kleine und mittelständische Anbieter als Stromerzeuger etabliert.<sup>5</sup>

<sup>2</sup> SRU 2013; BNetzA/BKartA 2013.

<sup>3</sup> Monopolkommission 2013.

<sup>4</sup> BDEW: Aktuelle Daten der Elektrizitätswirtschaft 2014; Energy Brainpool 2013.

<sup>5</sup> BMWi: Zweiter Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“ 2014.

- Mit der stark gestiegenen Erzeugung von erneuerbarem Strom, der bei der Einspeisung ins Netz Vorfahrt hat, ist der Bedarf an fossilen und nuklearen Kraftwerkskapazitäten gesunken.
- Die zunehmende europäische Vernetzung und das Zusammenwachsen der europäischen Strommärkte sorgen für die Erschließung günstiger Kraftwerkskapazitäten. Die europaweiten Überkapazitäten drücken sich auch in stark gesunkenen Strombörsenpreisen aus.
- Der Anteil der „Großen Vier“ an der Nettostromerzeugung in Deutschland ist von 73 Prozent im Jahr 2008 auf 61 Prozent im Jahr 2013 gesunken.<sup>6</sup> Die Rücknahme der Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke (AKW) hat ihre Marktmacht zusätzlich beschnitten.
- E.ON hat 2009 infolge eines Verfahrens der EU-Kommission wegen der preistreibenden Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten 5.000 Megawatt (MW) eigener Kraftwerkskapazitäten abtreten müssen.

### Marktbeherrschende Stellung der „Großen Vier“ geht zurück

	Anteil an dt. Nettostromerzeugung 2008	Anteil an dt. Nettostromerzeugung 2013	Anteil an nicht-EEG-vergüteten Stromerzeugungskapazitäten 2008	Anteil an nicht-EEG-vergüteten Stromerzeugungskapazitäten 2012
RWE	29,9 %	25,3 %		
E.ON	20,3 %	14,1 %		
Vattenfall	11,2 %	11,5 %		
EnBW	11,1 %	9,8 %		
„Große Vier“	72,5 %	60,7 %	84,7 %	76,0 %

Quelle: BNetzA/BKartA/RWE/BDEW<sup>7</sup>

<sup>6</sup> RWE/BDEW 2014.

<sup>7</sup> RWE/BDEW 2014; BNetzA/BKartA 2013.



### 3 WAS STECKT IN WELCHEN STROMPREISEN?

#### Zusammensetzung der verschiedenen Strompreise

##### Externe Kosten und Förderkosten

- Klima-, Umwelt- und Gesundheitsschäden
- indirekte + direkte Subventionen (Forschungsförderung, Steuererleichterungen, Finanzhilfen)

##### Endverbraucher-Strompreis

- Strombeschaffungskosten + Gewinnmarge des Stromanbieters  
+ Netzentgelte, Messung (+ Steuern und Abgaben) (+ EEG-Umlage, KWKG-Umlage)

##### Strombeschaffungskosten

- vom Stromanbieter gezahlter Großhandelspreis  
(Strombörsenpreis + Abschlüsse im außerbörslichem Handel)

##### Strombörsenpreis

- Grenzkosten (Stromgestehungskosten - Kapitalkosten)
- in Abhängigkeit von Angebot und nachfrage erzielbarer Preis  
entsprechend der Merit Order

##### Stromgestehungskosten

- Kapitalkosten
- evtl. Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte
- Brennstoffkosten
- Betriebs- und Wartungskosten

Quelle: eigene Darstellung

Je nachdem, welche Kosten in die Preisbildung mit einbezogen werden, wo und wann die Preisbildung passiert und an wen der Strom abgegeben wird, ergeben sich erhebliche Unterschiede in der Höhe der Strompreise. Die obige Grafik veranschaulicht die verschiedenen Bestandteile des Strompreises. Dabei wird von der kleinsten Einheit, den Stromgestehungskosten, ausgegangen (Kapitel 3.1). Sie werden auch als Stromerzeugungskosten bezeichnet und umfassen Kapitalkosten für die Stromerzeugungsanlage, Brennstoffkosten, eventuelle Kosten für Kohlendioxid-(CO<sub>2</sub>-)Emissionsrechte sowie Betriebs- und Wartungskosten.

Die Strombörsenpreise (Kapitel 3.2) an der Strombörse beziehungsweise die in bilateralen Verträgen zwischen Erzeugern und Abnehmern im außerbörslichen Handel (OTC) vereinbarten Preise beeinflussen maßgeblich die Strombeschaffungskosten des jeweiligen Stromanbieters.

Der aktuelle Spotmarktpreis liegt je nach Handelssituation und Stromerzeugungsanlage über oder auch unter den Stromgestehungskosten. Der Stromanbieter gibt seine Strombeschaffungskosten an den Endverbraucher weiter.

Der Endverbraucher-Strompreis (Kapitel 3.3) ist wiederum zu unterscheiden nach Tarifkunden- und den niedrigeren Großverbraucherpreisen. Beide liegen deutlich über dem Strombörsenpreis, da sie noch andere Komponenten wie zum Beispiel die Kosten des Stromtransports, die so genannten Netzentgelte, beinhalten und die Gewinnmarge des Stromanbieters decken sollen. Hinzu kommen Steuern, Abgaben und Umlagen.

### 3.1 STROMGESTEHUNGSKOSTEN

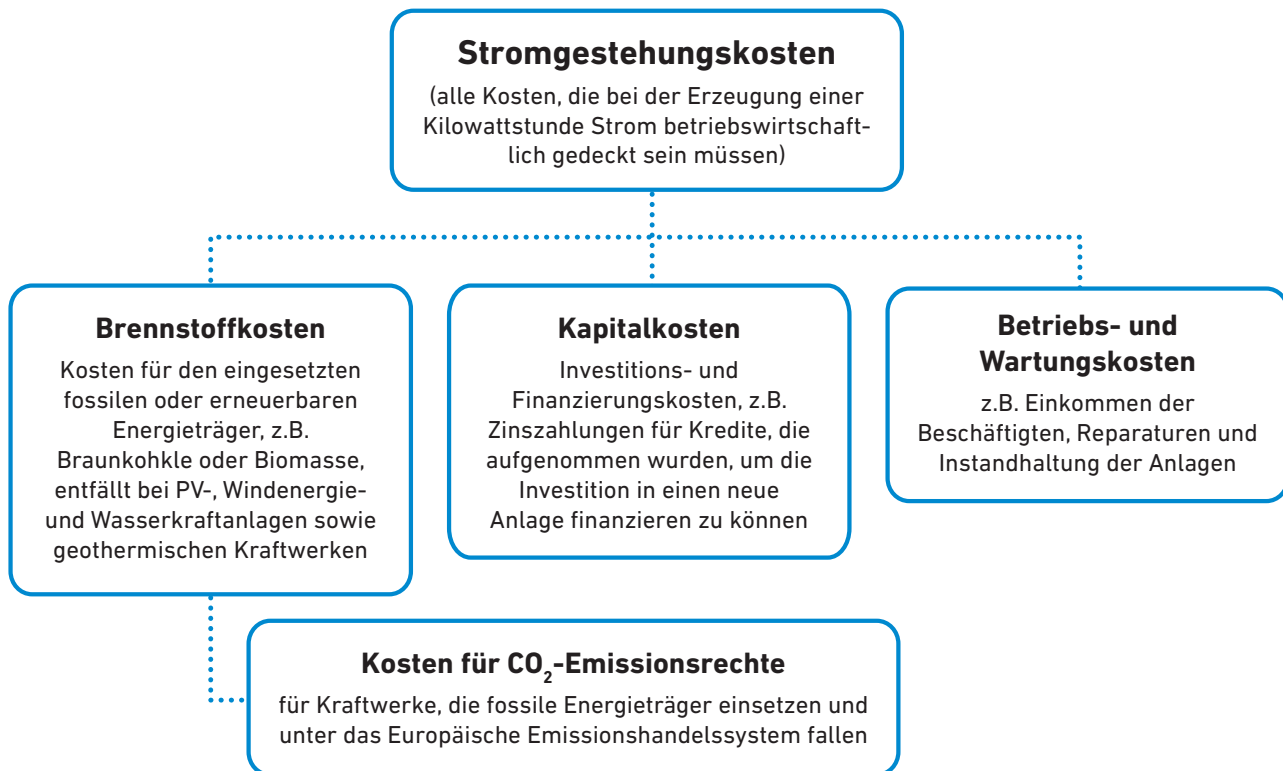
Die reinen Stromgestehungskosten (auch: Stromerzeugungskosten) für eine Kilowattstunde Strom variieren je nach Energieträger, Art und Alter der Strom erzeugenden Anlage stark. Besonders günstig kann beispielsweise eine Kilowattstunde Strom in einem bestehenden, abgeschriebenen deutschen Atomkraftwerk erzeugt werden: Schätzungen von Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE) sowie vom Öko-Institut gehen von etwa 1,7 bis 2,5 Cent pro Kilowattstunde (ct/kWh) aus.<sup>8</sup>

Da die Investition abgeschlossen ist, sich also im Lauf der bisherigen Betriebszeit bereits amortisiert hat, fallen keine Kapitalkosten mehr an. Atomkraftwerke profitieren zudem von den geringen Kosten des Brennstoffs Uran und davon, dass keine Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte anfallen. Zwar werden während der energieintensiven Produktion von Kernbrennstoff aus Uran auch Treibhausgase freigesetzt, doch fällt bei der Stromerzeugung im Atomkraftwerk selbst kein CO<sub>2</sub> an.

Kraftwerke, die bei der Stromerzeugung fossile Brennstoffe verfeuern und dadurch Treibhausgase ausstoßen, müssen im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems für die von ihnen ausgestoßene Menge CO<sub>2</sub> eine entsprechende Anzahl an CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten nachweisen. Die Emissionsrechte wurden Stromerzeugern zunächst kostenlos zugeteilt und müssen seit 2013 kostenpflichtig ersteigert werden. Emissionsrechte können auch von anderen Inhabern von Emissionsrechten erworben werden. Auf diese Weise werden externe Kosten, nämlich spätere Klimaschäden, zumindest teilweise internalisiert. Das heißt, die klimaschädliche Wirkung fossiler Energieträger fließt als Kostenfaktor der Stromerzeugung zum Teil mit in die Stromgestehungskosten ein.

<sup>8</sup> DLR/Fraunhofer IWES/IfnE 2010; Öko-Institut 2009.

## Bestandteile der Stromgestehungskosten



Quelle: Darstellung nach SRU/BNetzA/BKartA

Die beiden Grafiken auf Seite 13 zeigen die Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke bzw. Anlagen, die gegenwärtig (Zeitraum 2010 bzw. 2013 bis 2015) oder im Jahr 2035 neu errichtet werden. Die Daten wurden im Rahmen von Vollkostenrechnungen u.a. ermittelt vom Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme (ISE) sowie von den Instituten, die am EEG-Erfahrungsbericht der Bundesregierung beteiligt waren.

Berechnungsgrundlage sind typische Neuanlagen unterschiedlicher Größenklassen, die in Deutschland errichtet und betrieben werden. Die in der Literatur angegebene kostengünstigste und teuerste Beispielanlage bildet jeweils das untere und das obere Ende der Bandbreiten in den Jahren 2010/2013 bis 2015 bzw. in den Jahren 2030/2035:

- Biogas: Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mindestens 500 kW<sub>el</sub> und 6.000 – 8.000 Volllaststunden, 20 Jahre Laufzeit
- Wind Offshore: Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mindestens 3 MW mit 2.800 – 4.600 Volllaststunden, 20 Jahre Laufzeit
- Wind Onshore: 2- bis 3,5-MW-Anlagen mit 1.043 – 3.900 Volllaststunden, 20 Jahre Laufzeit

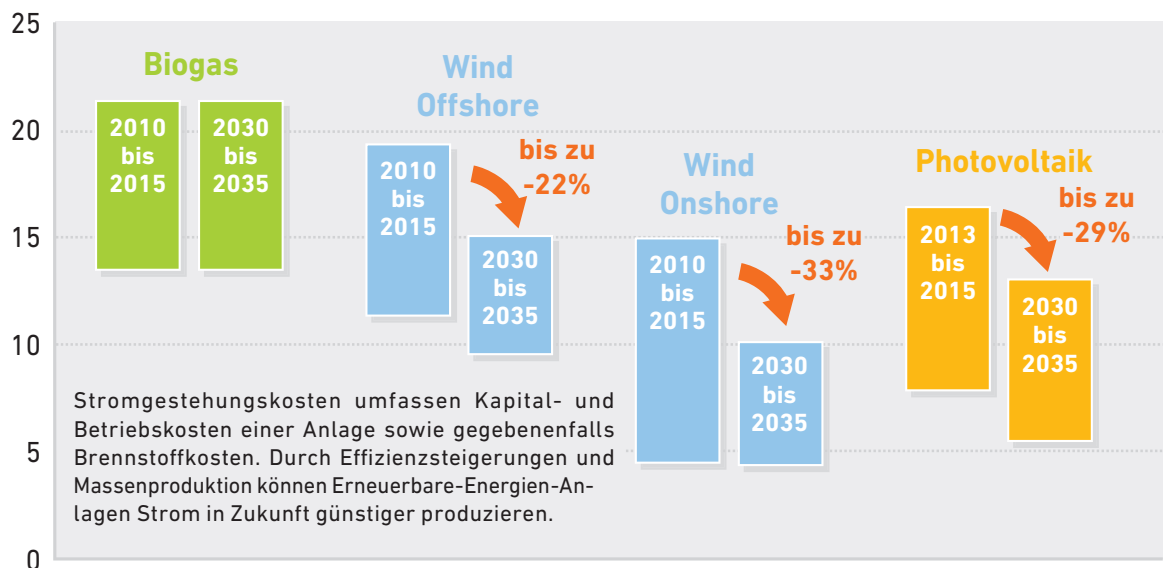
- Photovoltaik (PV): Freiflächenanlage (minimale Kosten, unteres Ende der Bandbreite) und Hausdach-Kleinanlage (maximale Kosten, oberes Ende der Bandbreite), 20 Jahre Laufzeit
- Braunkohle: Kraftwerk mit einer Laufzeit von 40 Jahren und 4.000 - 7.600 Volllaststunden
- Steinkohle: Kraftwerk mit einer Laufzeit von 40 Jahren und 3.300 - 6.500 Volllaststunden
- Erdgas: Kraftwerk mit einer Laufzeit von 30 - 40 Jahren und 2.500 - 4.000 Volllaststunden

Tatsächlich können sich je nach Standort, Anlagenkonzeption und Annahmen zu wichtigen Kostenfaktoren wie Brennstoffkosten oder CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten auch deutlich abweichende Stromgestehungskosten ergeben.

## Erneuerbarer Strom wird billiger

Durchschnittliche Stromgestehungskosten typischer, neu errichteter Anlagen sowie maximales Kostensenkungspotenzial

Bandbreite in Cent je Kilowattstunde

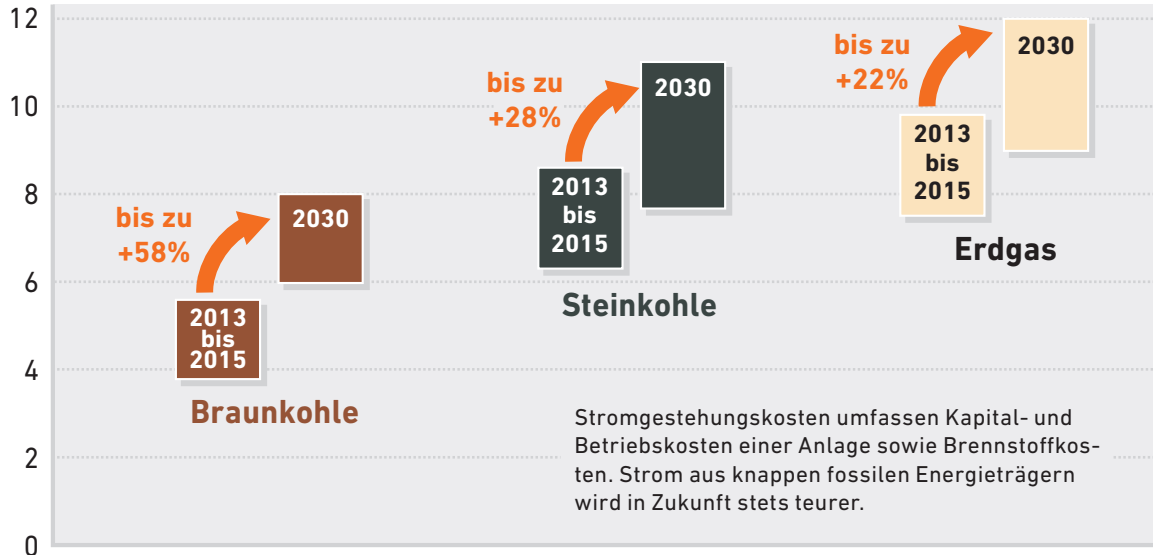


Quellen: EEG-Erfahrungsberichte 2014 (IE Leipzig, ZSW, DBFZ), Fraunhofer ISE 2013, Prognos 2013, eigene Berechnung  
Stand: 9/2014

## Kosten von fossilem Strom steigen

Durchschnittliche Stromgestehungskosten typischer, neu errichteter Anlagen sowie maximales Kostensteigerungspotenzial

Bandbreite in Cent je Kilowattstunde



Quellen: Fraunhofer ISE 2013, Prognos 2013, eigene Berechnung; Stand: 9/2014

Die Betriebskosten von Kraftwerken, die fossile Brennstoffe nutzen, steigen aufgrund zunehmender Rohstoffpreise, vor allem von Steinkohle und von Erdgas. Hinzu kommt, dass die meisten Studien mit steigenden Preisen für CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte auf bis zu 55 Euro je Tonne rechnen. Unter diesen Annahmen werden die Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke bis zum Jahr 2030 erheblich zunehmen.

Gleichzeitig wird eine weitere Reduktion der Stromgestehungskosten von Erneuerbare-Energien-Anlagen erwartet. Verbesserte Produktionsverfahren und Innovationen in der Anlagentechnik ermöglichen Effizienzsteigerungen und damit höhere Stromerträge der Anlagen bei gleichbleibenden oder weiter sinkenden Kosten. Die für die Markteinführung von neuen Technologien typischen Lernkurven werden exemplarisch seit Beginn der 1990er Jahre von Windenergie- und PV-Anlagen durchlaufen. Neue Windenergieanlagen an Land und neue PV-Anlagen produzieren an günstigen Standorten heute schon etwa zu den gleichen Stromgestehungskosten wie neue Steinkohle- und Erdgaskraftwerke. Bei den verhältnismäßig jüngeren Technologien wie PV-Anlagen und Offshore-Windenergieanlagen besteht weiterhin ein deutliches Kostensenkungspotenzial. Bei kleinen PV-Hausdachanlagen an Standorten mit durchschnittlicher Sonneneinstrahlung wird von Fraunhofer ISE beispielsweise eine Reduktion der Stromgestehungskosten um 33 Prozent von rund 14,2 ct/kWh (norddeutsche Standorte, jährliche Sonneneinstrahlung von 1.000 kWh je Quadratmeter 2013) auf 9,4 ct/kWh (2030) erwartet.<sup>9</sup> Solche Kostenentwicklungen lassen sich für die Erneuerbaren Energien auf der Basis

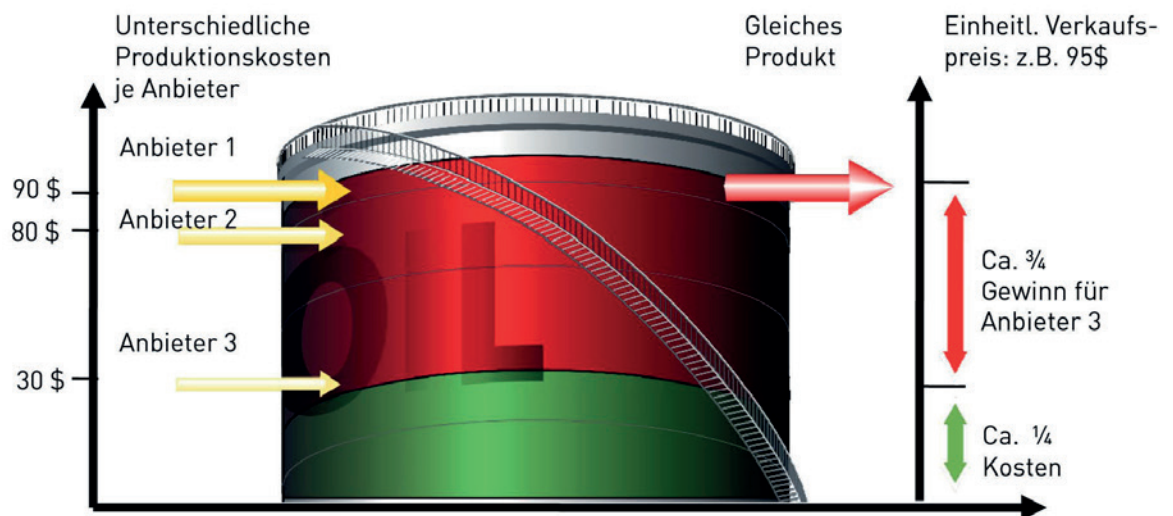
<sup>9</sup> Fraunhofer ISE 2013.

typischer technologischer Lernkurven relativ gut prognostizieren, da sie keine CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte erwerben müssen und (mit Ausnahme von Bioenergieanlagen) keine Brennstoffkosten haben. Das Kostenrisiko liegt daher bei den fossilen Stromerzeugungstechnologien viel höher und es ist ökonomisch sinnvoll, den Ausbau der Erneuerbaren Energien weiter voranzutreiben.

### 3.2 STROMBÖRSENPREISE

Am Marktplatz Strombörse bilden sich einheitliche Preise. Die Entwicklung am Strommarkt ist vergleichbar mit dem Beispiel des weltweiten Erdölmarktes: Der teuerste Anbieter gibt sein Erdöl erst dann in den Markt, wenn er seine Preisvorstellung erzielen kann. Der Einheitspreis gilt für das gesamte Angebot, trotz geringerer Produktionskosten anderer Anbieter. Das ist der zentrale Unterschied zu der mit dem Börsenbegriff üblicherweise verbundenen Wertpapierbörse, an der unterschiedliche Aktien zu jeweils unterschiedlichen Notierungen gehandelt werden.

#### Preisbildung am Beispiel des Weltölmarktes



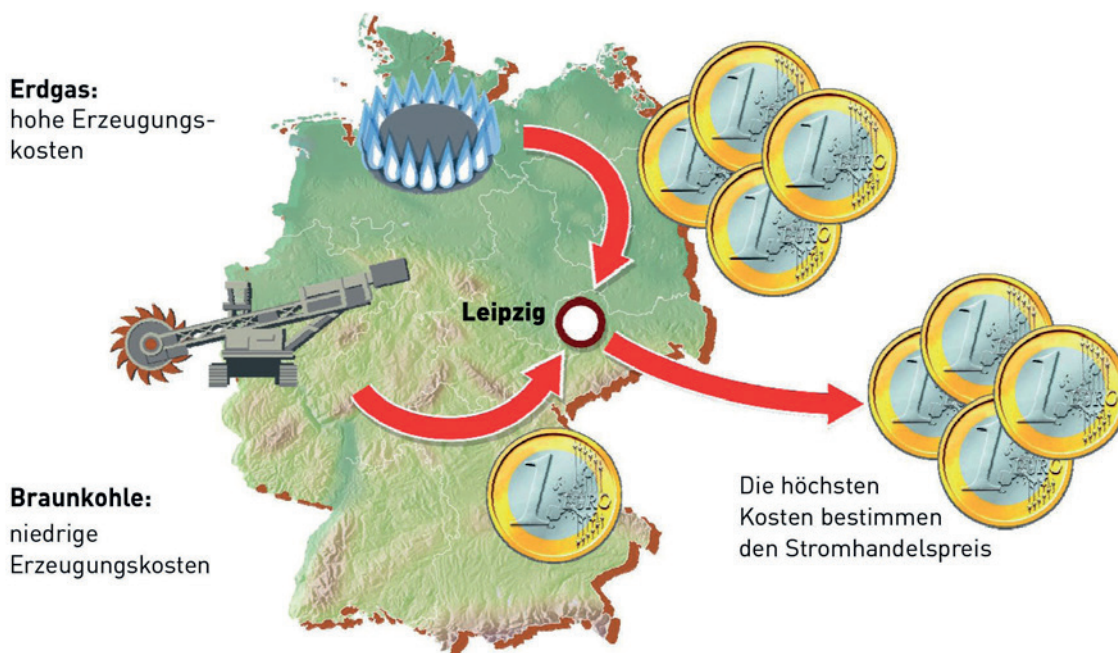
Quelle: eigene Darstellung

Auch für Strom gibt es einen einheitlichen Preis, der stündlich an der Strombörse EEX gebildet wird – unabhängig davon, mit welchem Energieträger der Strom erzeugt wurde. Im Tagesverlauf schwanken die jeweiligen Notierungen (in Euro je Megawattstunde bzw. in Cent je Kilowattstunde) teilweise sehr stark. Die Spotmarktpreise für den Stromeinkauf für den Folgetag lagen 2013 zwischen 3,8 ct/kWh (Phelix Day Base, durchschnittliche Preisnotierung für Stunden schwächerer Stromnachfrage) und 4,3 ct/kWh (Phelix Day Peak, Stunden starker Nachfrage). In der ersten Jahreshälfte 2014 wurden 3,3 bis 3,6 ct/kWh erreicht. Die Terminmarktpreise, sogenannte Phelix Futures, sind Optionen für eine Stromlieferung bis zu

6 Jahre im Voraus. Die Notierungen für längerfristige Lieferverträge lagen im Durchschnitt des Jahres 2013 bei 3,9 ct/kWh (Phelix Base Year Future) bzw. 5,0 ct/kWh (Phelix Peak Year Future). Im ersten Halbjahr sanken sie auf 3,5 ct/kWh bzw. 4,5 ct/kWh, womit sich Spot- und Terminmarktpreise weiter angenähert haben.<sup>10</sup>

Das Grundprinzip bei der Bildung der Strombörsenpreise: Der jeweilige Preis ergibt sich aus der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke, der so genannten Merit Order. Die Nachfrage wird zunächst mit den günstigsten Kraftwerken bedient, dann kommen die nächstteureren Kraftwerke zum Zug. Je größer die Nachfrage, desto mehr des teureren Mittel- und Spitzenlaststroms (z.B. aus Steinkohle und Erdgaskraftwerken) ist notwendig. Das in der Stromerzeugung teuerste Kraftwerk, das gerade noch zum Einsatz kommen muss, um die Nachfrage zu befriedigen, ist das so genannte Grenzkraftwerk (hier: Erdgaskraftwerk). Es bestimmt schließlich den für alle Kraftwerke einheitlichen Strompreis.

### Das Grenzkraftwerk bestimmt den Strompreis

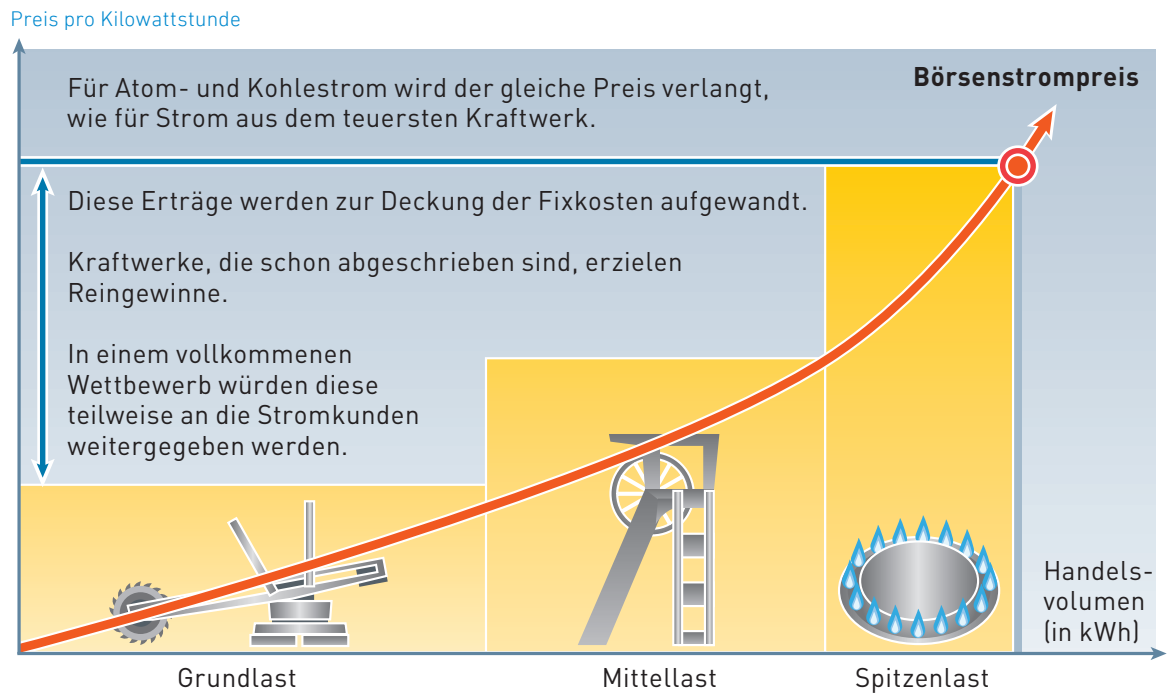


Quelle: eigene Darstellung

Je nachdem, welches Kraftwerk das Grenzkraftwerk bildet, können die Betreiber der günstigeren Kraftwerke mehr oder weniger hohe Gewinne erzielen. Das betrifft vor allem die zu sehr niedrigen Stromgestehungskosten produzierenden Atom- und Braunkohlekraftwerke.

<sup>10</sup> BDEW: Strompreisanalyse Haushalte und Industrie 2014.

## Einsatzreihenfolge der Kraftwerke (Merit Order)



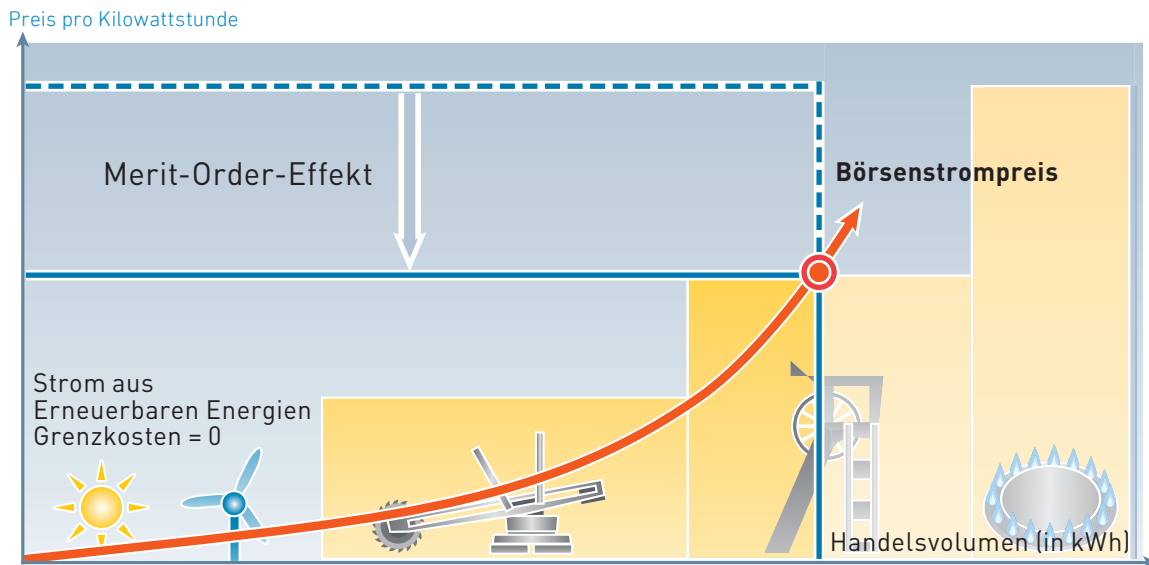
Quelle: eigene Darstellung

Wird Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen eingespeist, erhöht dieser das Angebot an Strom – unabhängig von dessen Erzeugungskosten – und senkt gleichzeitig die Nachfrage nach teurem Strom aus Steinkohle- oder Erdgaskraftwerken. So trägt erneuerbarer Strom die Preisspitze ab und senkt den jeweiligen Strombörsenpreis. Dieser so genannte Merit-Order-Effekt senkte die Strombeschaffungskosten im Jahr 2013 um 0,6 Cent pro Kilowattstunde beziehungsweise insgesamt um rund 3,3 Mrd. Euro. (2012: 4,9 Mrd. Euro).<sup>11</sup> Industrielle Großverbraucher und Stromhändler, die Strom direkt an der Strombörse einkaufen, profitieren von diesem preissenkenden Effekt der Erneuerbaren Energien. An private Haushalte wurde der Merit-Order-Effekt bisher jedoch von den meisten Stromversorgern nicht bzw. nicht vollständig weitergegeben.

<sup>11</sup> Fraunhofer ISI/DIW/GWS/IZES 2014; Fraunhofer ISI/DIW/GWS/IZES 2013.



## Preissenkender Merit Order-Effekt

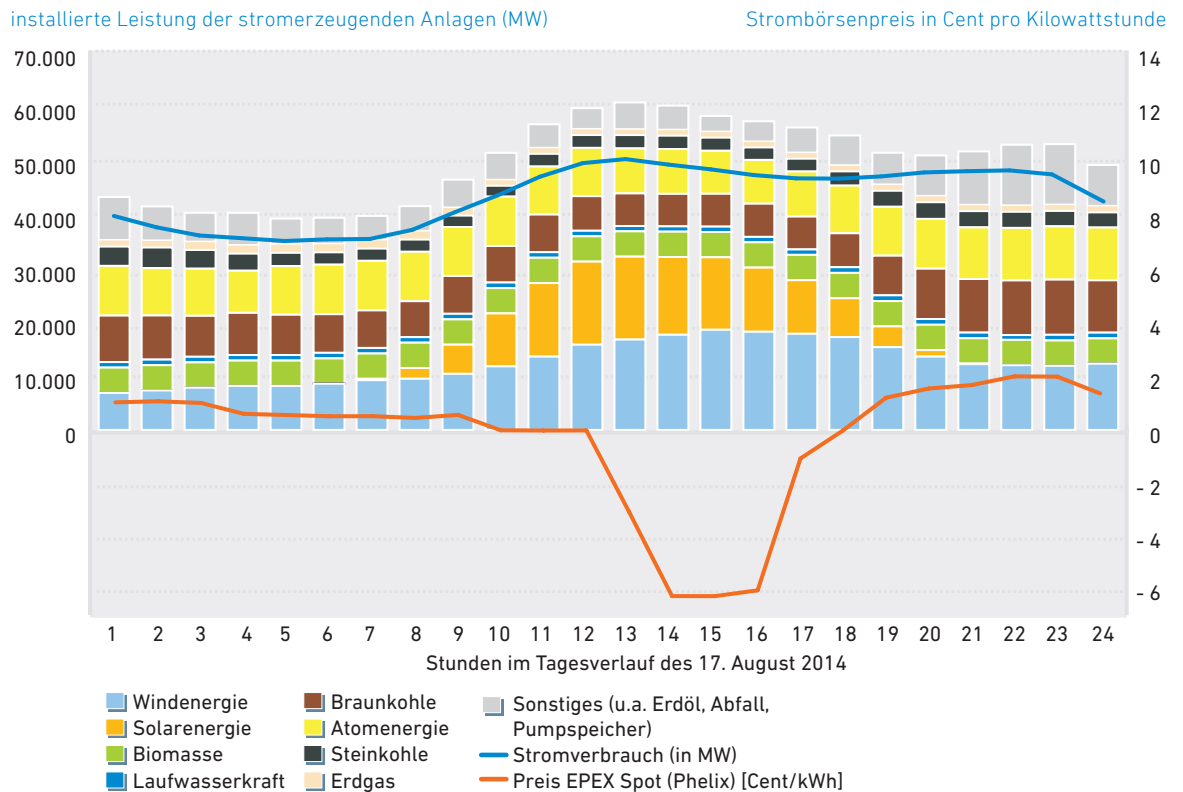


Quelle: eigene Darstellung

Werden bei einem großen Angebot von Strom aus Erneuerbaren Energien und gleichzeitig geringer Stromnachfrage konventionelle Kraftwerke nicht ausreichend gedrosselt oder abgeschaltet, sinken die Strombörsenpreise sogar so stark, dass es zu negativen Preisen kommt.

So herrschten zum Beispiel am Nachmittag des 17. August 2014 in Deutschland gute Bedingungen sowohl für die Windenergie-, als auch die Solarstromerzeugung. Knapp die Hälfte der bundesweit installierten Gesamtleistung an Windenergie- und PV-Anlagen speiste in das Netz ein. Gleichzeitig war die Stromnachfrage sehr gering, denn der 17. August 2014 war ein Sonntag, an dem gewerbliche Stromabnehmer kaum Strom benötigten. So konnten bis zu 65 Prozent der Stromnachfrage allein durch Wind- und Solarstrom gedeckt werden.

## Stromerzeugung und Börsenpreis am 17. August 2014 in Deutschland



Quelle: EEX, Agora Energiewende, eigene Berechnung; Stand: 9/2014

Da die Betreiber konventioneller Kraftwerke ihre Produktion nicht ausreichend drosselten, ergab sich ein Stromüberangebot von bis zu 10.000 MW. Durch den großen Überschuss gelang es nicht, Abnehmer zu finden, die bereit waren, für den Strom zu zahlen, sondern die Erzeuger mussten den Käufern für die Abnahme bis zu 6 Cent je Kilowattstunde zahlen.

Stunden mit negativen Strompreisen haben in den letzten Jahren zugenommen. Eine Ursache ist, dass vor allem Atomkraftwerke und Braunkohlekraftwerke aus technischen Gründen ihre Stromerzeugung nur begrenzt drosseln oder erhöhen können. Vor allem ist es für die Betreiber jedoch wirtschaftlich rentabler, für einen gewissen Zeitraum negative Strompreise hinzunehmen, als die Anlagen zu drosseln bzw. ganz herunterzufahren und später wieder anzufahren. Unter dem Strich produzieren Braunkohle- und Atomkraftwerke trotzdem noch Strom zu geringeren Kosten als moderne Gaskraftwerke, welche in der Lage sind, innerhalb kürzester Zeit zwischen Vollast und Nullast zu variieren.<sup>12</sup>

Ein weiteres Beispiel für die fehlende Flexibilität im Kraftwerkspark und daraus resultierende negative Strompreise ist der Nachmittag des 11. Mai 2014. Erneuerbare-Energien-Anlagen lieferten mit 44.000 MW Leistung zeitweise bereits 75 Prozent der für die Deckung der Stromnachfrage benötigten Leistung von 57.000 MW. Dennoch speisten während dieses Zeitraums

<sup>12</sup> Vgl. dazu Agora Energiewende: Negative Strompreise 2014.

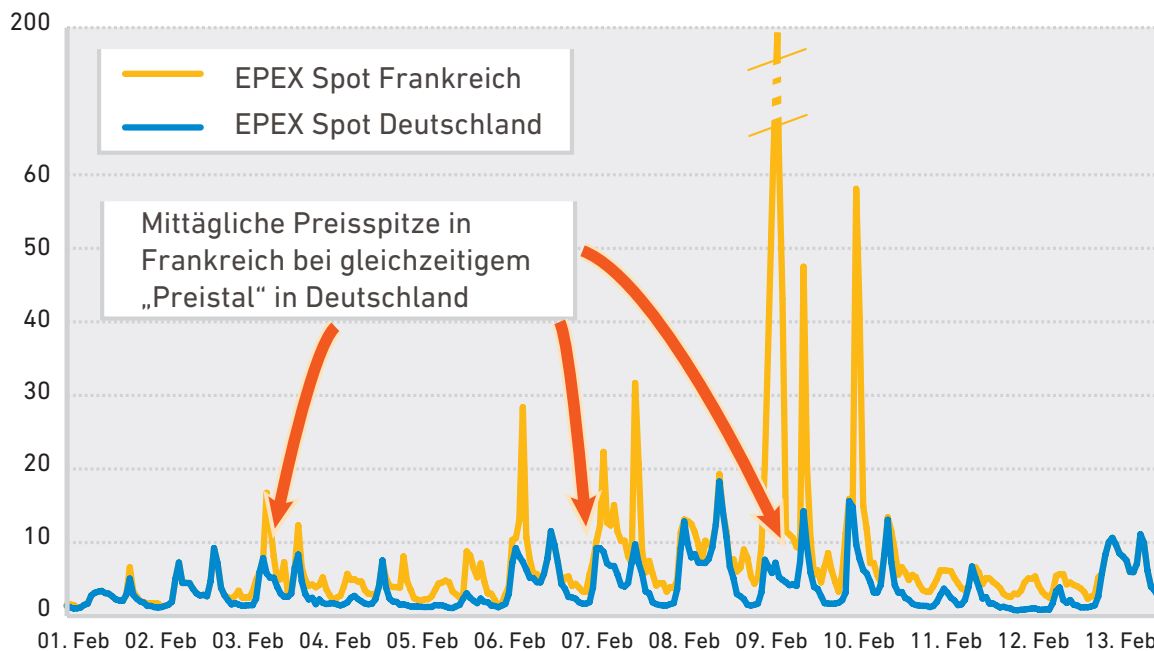
weiterhin konventionelle Kraftwerke mit einer Leistung von 24.000 MW ins deutsche Netz ein, weshalb ein Überschuss von rund 11.000 MW zum Preis von minus 5,9 ct/kWh exportiert wurde.<sup>13</sup>

Der starke Zubau von PV-Anlagen hat die Bildung der Strombörsenpreise in Deutschland innerhalb weniger Jahre auf den Kopf gestellt. Vor der zunehmenden Solarstromerzeugung lagen die Strombörsenpreise mittags besonders hoch, da zu diesem Zeitpunkt die werktägliche Stromnachfrage von Industrie und Privathaushalten ihren Höhepunkt erreichte. Das Stromangebot war knapp. Teure Erdgas- oder Pumpspeicherkraftwerke bildeten jeweils das Grenzkraftwerk (vgl. S. x). Die Notierung für Spitzenlastpreise lag deutlich über den durchschnittlichen Notierungen einschließlich der Stunden mit schwacher Nachfrage (Base). Da die Sonneneinstrahlung in den Mittagsstunden am stärksten ist, speisen PV-Anlagen vor allem während dieser Zeit Strom ins Netz. Die Mittagsspitze der Strombörsenpreise ist dadurch inzwischen vollständig abgetragen.

### Photovoltaik trägt die mittägliche Preisspitze ab

Wochenverlauf der Spotmarktpreise (EPEX Spot) in Deutschland und Frankreich im Februar 2012

Strompreise in Cent pro Kilowattstunde



Quelle: EEX: EPEX Spot/RTE

<sup>13</sup> Agora Energiewende: Erneuerbare Energien erstmals wichtigste Stromquelle 2014.

Im Vergleich der Spotmarktpreise in Deutschland und Frankreich wird der Unterschied deutlich: In Deutschland sackten auch während der Kältewelle im Februar 2012 die Notierungen in den Mittagsstunden jeweils ab. Unterdessen wurden in Frankreich, das nur über eine vergleichsweise geringe installierte Leistung von PV-Anlagen verfügte, in den Mittagsstunden extreme Preisspitzen erreicht. In den Abendstunden wurde die Kilowattstunde zu Rekordnotierungen von bis zu 2 Euro/kWh gehandelt. Die in Frankreich weit verbreiteten Elektroheizungen ließen die Stromnachfrage stark ansteigen. Deutsche Kraftwerksbetreiber exportierten in das Nachbarland.<sup>14</sup>

Die Strombörse kann dabei auch Anreize für Fehlverhalten setzen: Die extremen Preisspitzen hätten, so Vorwürfe gegenüber Stromhändlern, dazu verleitet, die Verbrauchsprognose der nachfolgenden Stunden in Deutschland absichtlich niedriger anzugeben, um nicht zu derart hohen Preisen einkaufen zu müssen. Darum wurden zeitweise zu geringe Kraftwerkskapazitäten in Deutschland genutzt und die Netzstabilität gefährdet.<sup>15</sup> Die Stromhändler – so die Vermutung – hätten die Lücke durch die im Verhältnis zum Spotmarktpreis günstigere Regelernergie ausgleichen wollen. Um solche Situationen künftig zu vermeiden, sind bereits regulatorische Maßnahmen ergriffen worden.<sup>16</sup>

Als in den 1990er Jahren das Marktdesign der Strombörse festgelegt wurde, gab es kaum Sonnen- und Windenergie. Die geltenden Marktregeln sind daher auf ein Stromsystem zugeschnitten, das sich durch einen hohen Bestand größtenteils abgeschriebener fossiler und nuklearer Kraftwerke auszeichnet. Die niedrigen Strombörsenpreise bieten weder für neue Erneuerbare-Energien-Anlagen noch für andere Kraftwerke ausreichende Erlöse und Sicherheiten, um ihre Stromgestehungskosten zu refinanzieren. Die breite Debatte zu einer möglichen Reform des Strommarktdesigns erläutert die Ausgabe **Renews Kompakt „Erneuerbare Energien im Strommarkt“** vom Dezember 2013.<sup>17</sup>

### 3.3 ENDVERBRAUCHER-STROMPREIS

Der Endverbraucher – ob Privathaushalt oder Gewerbebetrieb – kauft den benötigten Strom in der Regel nicht direkt im Großhandel an der Strombörse oder beim Erzeuger ein, sondern bezieht diesen zu Tarifikundenpreisen (Privathaushalte, kleine Gewerbekunden) oder ermäßigten Großverbraucherpreisen (insbesondere in der Industrie) vom Stromversorger seiner Wahl. Rund 900 verschiedene Stromanbieter (z.B. Stromgroßhändler, Stadtwerke oder Ökostromanbieter) kommen dafür in Frage.<sup>18</sup>

<sup>14</sup> BNetzA: Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung 2012.

<sup>15</sup> Schlandt 2012.

<sup>16</sup> BNetzA: Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreis-Abrechnungssystems 2012.

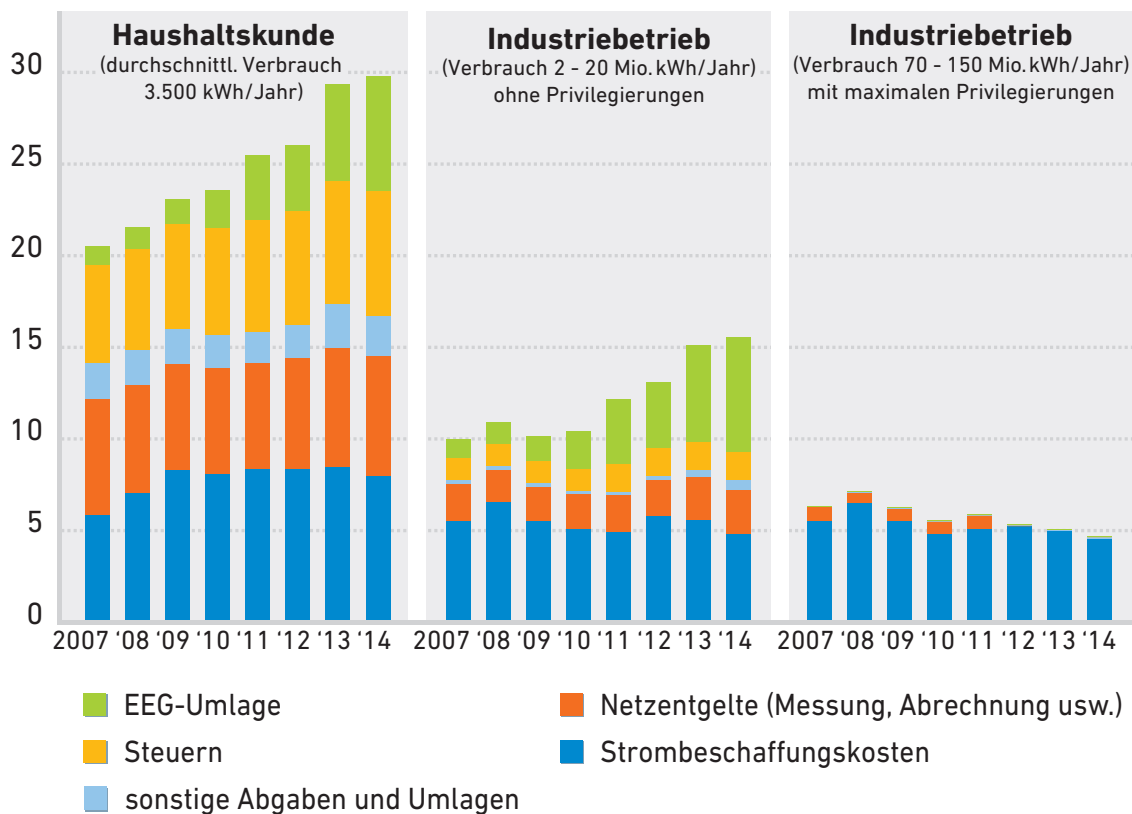
<sup>17</sup> AEE 2013.

<sup>18</sup> BNetzA/BKartA 2013.

Der Endverbraucher-Strompreis beinhaltet neben den Strombeschaffungskosten die Kosten für Transport und Verteilung des Stroms (Netzentgelte) und für den Vertrieb, sowie Steuern und Abgaben (Mehrwertsteuer, Stromsteuer, Konzessionsabgabe). Hinzu kommen die Umlage des EEG, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG), die Offshore-Haftungsumlage, die §19-Umlage sowie die unternehmerischen Gewinnmargen.

## Strompreise in Deutschland im Vergleich

durchschnittlicher Preis in Cent je Kilowattstunde



Quellen: BDEW, Eurostat, BNetzA, eigene Berechnung; Stand: 10/2014

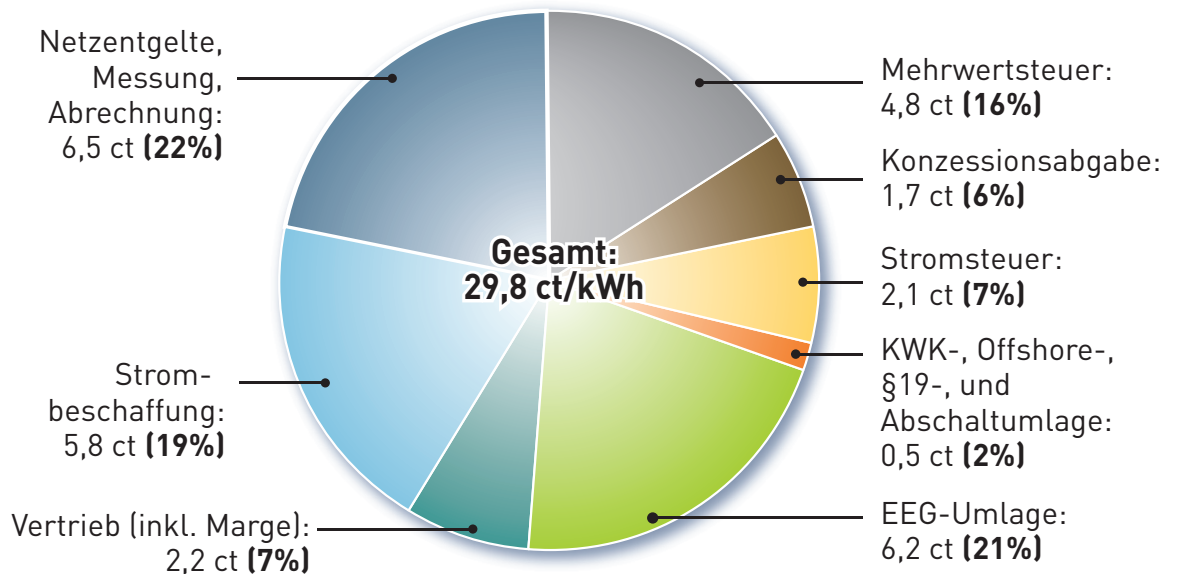
Während der Strompreis für Haushaltskunden 2014 bei ca. 29,8 ct/kWh liegt, zahlen Großverbraucher wie mittlere Industriebetriebe 15,6 ct/kWh, wenn sie nicht privilegiert, d.h. nicht von Steuern, Abgaben und Umlagen befreit sind. Deutlich günstiger können stromintensive Industriebetriebe ihren Strom einkaufen. Kann ein Unternehmen alle Privilegierungen in Anspruch nehmen, zahlt es nur 4,7 ct/kWh. Damit ist der Strompreis für privilegierte Industriebetriebe seit 2007 um mehr als ein Viertel gesunken, während er für Haushaltskunden um mehr als 40 Prozent und für nicht privilegierte Industriebetriebe um 55 Prozent gestiegen ist.

Für die steigenden Tarifkundenpreise als auch für die steigenden Großverbraucherpreise gibt es verschiedene Gründe. Dazu gehören gestiegene Strombeschaffungskosten, teilweise gestiegene Netzentgelte und erhöhte Steuern und Abgaben. Die besondere Rolle der EEG-

Umlage wird im folgenden Kapitel 4 ausführlich dargestellt. Dass das Preisniveau und der Preisverlauf der verschiedenen Kundengruppen unterschiedlich ausfallen, liegt an der jeweiligen Zusammensetzung der Strompreise.

### Haushaltsstrompreis 2014 (Prognose)

Von insgesamt 29,8 Cent pro Kilowattstunde entfallen 6,2 Cent auf die Förderung Erneuerbarer Energien



Quelle: ÜNB, BDEW, BNetzA, eigene Berechnung; Stand: 6/2014

Während private Haushalte und Gewerbebetriebe mit einem jährlichen Stromverbrauch von weniger als 10.000 kWh an einen festen Tarifkundenpreis gebunden sind, können Großverbraucher üblicherweise über Sonderverträge verhandeln. Ist ihr Verbrauch leicht planbar, lässt sich ihr Stromeinkauf kostenoptimiert organisieren. Sie können die Beschaffung von teurem Spitzenlaststrom weitgehend vermeiden. Zudem profitieren Großverbraucher von den unter anderem durch Einspeisung Erneuerbarer Energien stark gesunkenen Börsenstrompreisen. Nicht zuletzt herrscht in diesem Kundensegment ein hoher Wettbewerbsdruck.

Die Netzentgelte fallen ebenfalls niedriger aus, da stromintensive Industriebetriebe in der Regel ihren Strom direkt aus dem Hoch- und Höchstspannungsnetz beziehen. Netzentgelte für den Stromtransport im Mittelspannungs- und Niederspannungsnetz werden daher auf die Kleinverbraucher, nicht jedoch auf die Großverbraucher weitergewälzt.

Der Anteil der Steuern und Abgaben ist bei Großverbrauchern mit mehr als 10.000 kWh Jahresverbrauch geringer, zumal durch Industriebetriebe mehrere Steuerentlastungen in Anspruch genommen werden können<sup>19</sup>:

- 15 von der EU bestimmte Industriebranchen mit einem jährlichen Stromverbrauch von mehr als 1 Mio. kWh können in den Jahren 2014 und 2015 die vom EU-Emissionshandel verursachten Mehrkosten zu 85 Prozent zurückerstattet bekommen.
- Großverbraucher können bei Einhaltung eines bestimmten Verbrauchsprofils weitgehend bis vollständig von der Zahlung der Netzentgelte befreit werden. Diese Ermäßigungen werden mit der §19-Umlage von allen Stromverbrauchern ausgeglichen. Auch von der §19-Umlage gilt ab einem Verbrauch von 1 Mio. kWh/a ein stark reduzierter Beitrag.
- Die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) im EEG regelt die Privilegierung von Großverbrauchern mit einem Stromverbrauch von mehr als 1 Mio. kWh/a. Mit der EEG-Novelle 2014 wurde der Umfang der bisherigen Befreiungen weitgehend beibehalten. Die Eintrittsschwelle für eine Befreiung von der EEG-Umlage wurde von 14 auf 16 bis 20 Prozent Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung des Unternehmens erhöht. Der Kreis der antragsberechtigten Unternehmen wurde allerdings erweitert. Für den Stromverbrauch über 1 Mio. kWh hinaus müssen 15 Prozent der EEG-Umlage bzw. unter bestimmten Bedingungen nur 0,1 oder 0,05 ct/kWh gezahlt werden.<sup>20</sup>
- Die KWK-Umlage beträgt ab einem Stromverbrauch von 100.000 kWh/a höchstens 0,05 ct/kWh.
- Gestaffelte Rabatte werden für Großverbraucher auch bei der Offshore-Haftungsumlage, der Abschaltumlage und der Konzessionsabgabe gewährt.
- Die Stromsteuer muss vom produzierenden Gewerbe und der Land- und Forstwirtschaft ab einem Sockelbetrag von 1.000 Euro nur zu 75 Prozent gezahlt werden bzw. entfällt für bestimmte energieintensive Prozesse vollständig. Der so genannte Spitzenausgleich ermöglicht weitere Rückerstattungen.
- Die Mehrwertsteuer ist entweder erstattungsfähig oder kann an nachgelagerte Wertschöpfungsstufen weitergegeben werden.

<sup>19</sup> FÖS 2013.

<sup>20</sup> BMWi: Häufig gestellte Fragen zur EEG-Reform 2014.

Die nachfolgende Tabelle macht deutlich, welche Einnahmen aus den verschiedenen Anteilen des Strompreises für Privathaushalte zu welchem Zweck an welche Akteure fließen.

...gehen an: ..... Einnahmen aus...	Strom- produzenten	Netz- betreiber	Strom- lieferanten	Bund	Länder	Kommunen	Renten- versicherung	Groß- verbraucher
<b>Strombeschaffung</b> (ohne EEG-Umlage)	X							
<b>Netzentgelte</b> (Stromtransport)		X						
<b>Vertrieb und Messung</b>			X					
<b>EEG-Umlage</b>	X	X						
<b>KWK-Umlage</b>	X							
<b>Offshore-Haftungsumlage</b> für Entschädigungen bei verspätetem Netzanschluss von Windenergieanlagen auf See	X							
<b>§19-Umlage</b> zum Ausgleich von Ermäßigungen bei der Stromnetzentgeltverordnung		X						X
<b>Abschaltumlage</b> zur Entschädigung von Industriebetrieben, die ihren Stromverbrauch bei Netzengpässen reduzieren								X
<b>Konzessionsabgabe</b> für Verlegung und Betrieb von Stromnetzen im öffentlichen Raum						X		
<b>Stromsteuer</b>				X			X	
<b>Mehrwertsteuer</b>				X	X	X	X	

Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an BMU 2011

Über die Zusammensetzung der Stromkosten von deutschen Unternehmen und die Wechselwirkungen mit deren internationaler Wettbewerbsfähigkeit informiert das Renew's Spezial 72 „**Erneuerbare Energien – Ein Gewinn für den Wirtschaftsstandort Deutschland**“.



## **4 WECHSELWIRKUNGEN ZWISCHEN ERNEUERBAREN ENERGIEN UND STROMPREISEN**

### **4.1 DIE EEG-UMLAGE VERTEILT DIE DIFFERENZKOSTEN ERNEUERBARER STROMERZEUGUNG**

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) legt die Vergütung fest, die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen für jede erzeugte Kilowattstunde Strom während 20 Jahren Anlagenbetrieb vom Stromnetzbetreiber erhalten. Dabei orientiert sich die im EEG festgelegte Vergütungshöhe an den tatsächlichen Stromgestehungskosten.

Je nach Technologie, Größe der Anlage und Zeitpunkt der Inbetriebnahme fällt die Vergütungshöhe unterschiedlich aus. Für die meisten Neuanlagen sinkt sie jedes Jahr um einen bestimmten Prozentsatz, womit der technologischen Entwicklung Rechnung getragen wird.

Strom aus Erneuerbaren Energien hat Vorfahrt im Netz, d.h. im Normalfall muss er vom Netzbetreiber abgenommen und weiterverteilt werden. Dank der Kombination aus Abnahmegarantie und differenzierter, degressiv angelegter Vergütung ist ein Massenmarkt für Erneuerbare-Energien-Anlagen entstanden. Dadurch sind insbesondere die Stromgestehungskosten von Sonnen- und Windenergie erheblich gesunken. Dennoch liegen diese – und damit auch die Vergütungen – im Durchschnitt weiterhin über den Strombörsenpreisen, die infolge des Merit-Order-Effekts ebenfalls stark gesunken sind (vgl. Kapitel 3.1, S. 10). Die Summe dieser Differenzkosten wird von der Gesamtheit der Stromverbraucher übernommen, sofern diese nicht privilegiert sind, d.h. teilweise von der EEG-Umlage befreit (vgl. Kapitel 3.3, S. 20). Stromverbraucher finden diese Kosten zuzüglich der Vermarktungskosten der Netzbetreiber als sog. EEG-Umlage auf ihrer Stromrechnung wieder.

## RECHENBEISPIEL EEG-UMLAGE 2014<sup>21</sup>

Für das Jahr 2015 prognostizierten die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber eine Stromerzeugung Erneuerbarer-Energien-Anlagen von 161 Mrd. kWh. Davon werden voraussichtlich 50,5 Mrd. kWh im Rahmen des EEG fest vergütet und von den Übertragungsnetzbetreibern am Spotmarkt verkauft. Die verbleibende Erzeugung von 110,5 Mrd. kWh vermarkten die Anlagenbetreiber oder von ihnen beauftragte Händler selbst. Dafür erhalten sie die sogenannte Marktprämie, die die Differenz zwischen der Festvergütung und dem monatlichen Mittelwert des EPEX Spot darstellt (Bsp.: Festvergütung 8 ct/kWh

– Mittelwert EPEX Spot 3,5 ct/kWh = Marktprämie 4,5 ct/kWh). Dadurch vermindern sich die Vergütungszahlungen um ca. 3,8 Mrd. Euro, gleichzeitig aber auch die Einnahmen aus der Vermarktung des EEG-Stroms durch die Übertragungsnetzbetreiber. Unter Berücksichtigung einer an Händler bzw. Betreiber gezahlten zusätzlichen Managementprämie entsteht eine leichte Mehrbelastung, die im Ergebnis zu einer verbesserten Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien beitragen soll.

Unter Einbeziehung aller Vergütungs- und Prämienzahlungen sowie Vermarktungser-

löse rechnen die Übertragungsnetzbetreiber mit EEG-Differenzkosten von 22,0 Mrd. Euro. Nach Abzug der vermiedenen Netzentgelte, Aufschlag von Vermarktungskosten und sonstigen Kosten sowie Berücksichtigung von Rückständen aus dem Vorjahr vermindert sich die auf die Verbraucher umzulegende Summe auf voraussichtlich 21,8 Mrd. Euro.

Haben		Soll	
<b>Potenzielle Vermarktungserlöse für 161 Mrd. kWh</b>	<b>+5,6 Mrd. Euro</b>	<b>Ansprüche auf Zahlungen in Höhe von EEG-Vergütungen</b>	<b>-27,6 Mrd. Euro</b>
davon Erlöse der Netzbetreiber für 50,5 Mrd. kWh	+1,8 Mrd. Euro	(feste Vergütung für 50,5 Mrd. kWh und Erlöse der Anlagenbetreiber durch Direktvermarktung für 110,5 Mrd. kWh zuzüglich Marktprämie und Managementprämie)	
davon Erlöse der Anlagenbetreiber bzw. Händler durch Direktvermarktung für 110,5 Mrd. kWh	+ca. 3,8 Mrd. Euro		
		<b>EEG-Differenzkosten</b>	<b>-22,0 Mrd. Euro</b>
vermiedene Netzentgelte	+0,8 Mrd. Euro	Vermarktungskosten, sonstige Kosten	-0,2 Mrd. Euro
Verrechnung von Überschüssen des Vorjahres	+1,4 Mrd. Euro	Liquiditätsreserve des EEG-Kontos	-2,1 Mrd. Euro
sonstige Einnahmen	+0,3 Mrd. Euro		
		<b>Saldo bzw. EEG-Gesamtkosten</b>	<b>-21,8 Mrd. Euro</b>

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, [netztransparenz.de](http://netztransparenz.de)

Die erwarteten EEG-Gesamtkosten werden gleichmäßig auf den Stromverbrauch aller Endkunden mit Ausnahme der gesetzlich privilegierten Endverbraucher, die weitgehend von der EEG-Umlage befreit sind, aufgeteilt. Bei einem jährlichen Nettostromverbrauch (inkl. Eigenverbrauch) von rund 521 Mrd. kWh wird nur auf die nicht-privilegierten Verbraucher mit ihrem Stromverbrauch von 351 Mrd. kWh die volle EEG-Umlage per Stromrechnung

aufgeschlagen. Die Verbraucher, die den restlichen Stromverbrauch verursachen, müssen nur eine ermäßigte EEG-Umlage schultern. Insgesamt tragen die privilegierten Letztverbraucher zur Finanzierung der EEG-Gesamtkosten nur etwa 0,5 Mrd. Euro bei. Damit ergibt sich im Jahr 2015 für alle nicht-privilegierten Endverbraucher die EEG-Umlage von 6,17 Cent je Kilowattstunde (2014: 6,24 ct/kWh), die über die Stromrechnung eingezogen

wird. Würden die EEG-Differenzkosten auf alle Verbraucher gleichmäßig aufgeteilt, so ergäbe sich nur eine Umlage von etwa 4,2 Cent je Kilowattstunde.

<sup>21</sup> Übertragungsnetzbetreiber: Prognose der EEG-Umlage 2014 nach AusglMechV. Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber, Stand: 15.10.2013

## 4.2 SINKENDE STROMBÖRSENPREISE LASSEN DIE EEG-UMLAGE STEIGEN

Durch die Vermarktung des im Rahmen des EEG erzeugten Stroms an der Strombörse werden die Erneuerbaren Energien zum Opfer ihres eigenen Erfolgs: Je häufiger erneuerbarer Strom teure fossile Kraftwerke verdrängt, desto stärker sinkt der Strombörsenpreis – womit die Differenzkosten und damit die EEG-Umlage jedoch steigen. Für die wetterabhängigen PV- und Windenergieanlagen wirkt sich die Vermarktung an der Strombörse außerdem nachteilig aus, weil dort immer dann, wenn besonders viel Sonne oder Wind zur Stromerzeugung erwartet werden, ihr Marktwert sinkt.

Der Umfang des Zubaus von Erneuerbare-Energien-Anlagen und deren Vergütung bildet daher nur eine Einflussgröße für die Berechnung der EEG-Umlage unter anderen. Zwar wird der Ausbau der Erneuerbaren Energien oft als alleinige Begründung für eine steigende EEG-Umlage und Strompreiserhöhungen herangezogen, doch lässt sich die tatsächliche Entwicklung der EEG-Umlage nur unter Berücksichtigung anderer Einflussgrößen, insbesondere der Entwicklung des Strombörsenpreises, nachvollziehen.

Tatsächlich ist der starke Anstieg der EEG-Umlage von 1,2 Cent pro Kilowattstunde im Jahr 2009 auf 6,24 Cent im Jahr 2014 nur zum Teil mit dem Zubau von neuen PV- und anderen Erneuerbare-Energien-Anlagen zu begründen. Ein wichtiger Faktor ist vielmehr der infolge der Wirtschaftskrise und der Überkapazitäten im europäischen Kraftwerkspark zwischenzeitlich stark gefallene Strombörsenpreis. Der Aufbau einer Liquiditätsreserve für das EEG-Konto und eine deutliche Unterdeckung des Kontos in den Vorjahren infolge Prognoseabweichungen trugen neben wachsenden Privilegierungen für industrielle Verbraucher und Eigenstromerzeuger zusätzlich zum Anstieg der Umlage bei.

## 4.3 PREISSTEIGERUNGEN WERDEN VOLLSTÄNDIG, PREISENKUNGEN NUR UNVOLLSTÄNDIG WEITERGEGEBEN

Wenn dank der zunehmenden Einspeisung von erneuerbarem Strom, extrem niedrigen Preisen für CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte und des europaweiten Überangebots die Strombörsenpreise sinken, stellt sich im Hinblick auf die Endverbraucherpreise die Frage, inwieweit diese Einsparungen im Stromgroßhandel zu Strompreissenkungen führen. Zwar kompensierten bereits 2010 und 2011 die sinkenden Beschaffungskosten für Strom rechnerisch einen großen Teil des Anstiegs der EEG-Umlage. Dennoch gaben die meisten Stromversorger bisher jeweils zum Jahresanfang die von den Netzbetreibern angekündigte Erhöhung der EEG-Umlage vollständig weiter, indem sie ihre Tarifkundenpreise um diesen Betrag erhöhten.

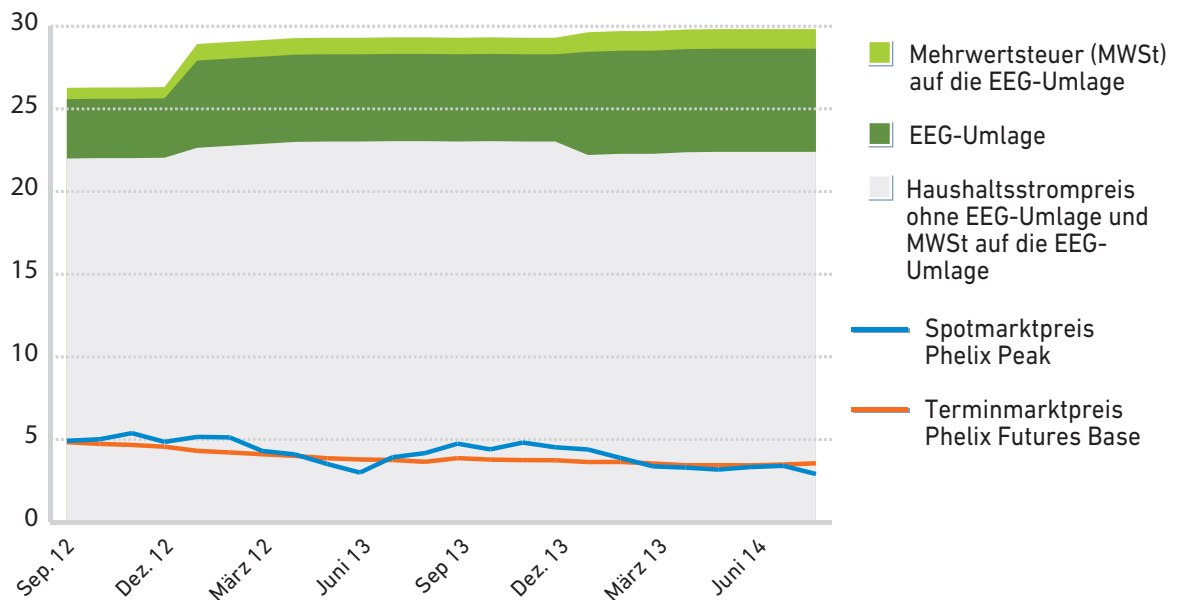
Eine Untersuchung der Verbraucherzentrale NRW hat den von Stromanbietern beeinflussbaren Anteil des Endverbraucherstrompreises, d.h. den nach Abzug von Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelten verbleibenden Sockel näher analysiert. Dieser Preissockel setzt sich zusammen aus den Strombeschaffungskosten sowie Vertrieb und Marge. Im Zeitraum zwischen 2010 und 2014 verharrte dieser Anteil bei den nordrhein-westfälischen Stromanbietern auf gleichbleibendem Niveau. Da allerdings gleichzeitig durch die gesunkenen Börsenstrompreise die Strombeschaffungskosten durchschnittlich um rund ein Viertel zurückgegangen sind, hat sich im Umkehrschluss der bei den Stromanbietern verbleibende Anteil für Vertrieb und Marge entsprechend erhöht.<sup>22</sup>

Zwar kann die Marge bei einer unvorteilhaften Einkaufspolitik auch nur schmal ausfallen, wenn überdurchschnittlich hohe Beschaffungskosten gezahlt werden. Das liegt aber in der Verantwortung des jeweiligen Stromversorgers. Angesichts weiter sinkender Notierungen an den Terminmärkten (Phelix Futures) gibt es auch im Jahr 2015 wachsenden Spielraum für Preissenkungen. Bislang sind die niedrigeren Strombeschaffungskosten jedoch nicht bzw. nur unvollständig bei den Endverbrauchern angekommen und haben stattdessen die Margen der Stromversorger erhöht.

## Endverbraucher profitieren kaum von sinkenden Börsenstrompreisen

### Entwicklung von Haushaltsstrompreis und Börsenstrompreisen

Cent pro Kilowattstunde



Quelle: Statistisches Bundesamt/BDEW; Stand: 10/2014

<sup>22</sup> Verbraucherzentrale NRW 2014.

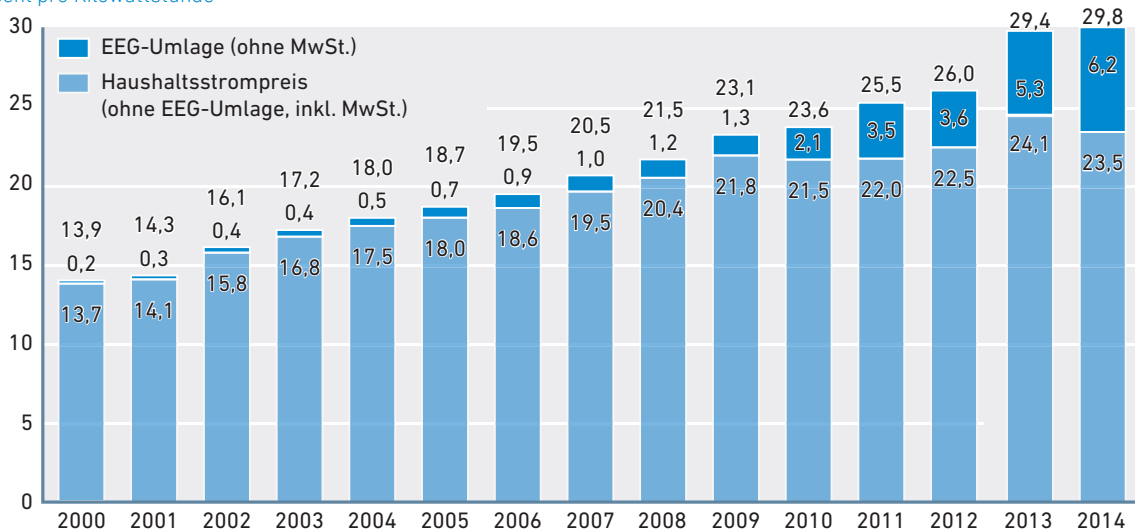
Der Monitoringbericht von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt unterstützt die Kritik der Verbraucherschützer. Die beiden Behörden weisen aber auch darauf hin, dass bei einem Wechsel des Stromanbieters günstigere Sondertarife gewählt werden könnten, bei denen niedrigere Beschaffungskosten offenbar zumindest teilweise weitergegeben werden. Noch nutzen Verbraucher den Anbieterwechsel jedoch zu selten, um am Tarifikundenmarkt ausreichend Druck auszuüben.<sup>23</sup>

#### 4.4 VERFÜNFACHUNG DER EEG-UMLAGE BEI VERDOPPLUNG DER ERNEUERBAREN STROMERZEUGUNG

Stromversorger nennen gegenüber ihren Kunden häufig die steigende EEG-Umlage und den Ausbau der Erneuerbaren Energien als Grund für Erhöhungen ihrer Tarifikundenpreise.<sup>24</sup> Die EEG-Umlage hat am Anstieg der Haushaltsstrompreise seit der Liberalisierung der Strommärkte insgesamt jedoch nur einen geringen Anteil.

#### Entwicklung der Haushaltsstrompreise und der EEG-Umlage in Deutschland

Cent pro Kilowattstunde



Quellen: BDEW, eigene Berechnung; Stand: 10/2014

Seit 2010 ist der Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch stark gestiegen. Der gleichzeitige Anstieg der EEG-Umlage erscheint auf den ersten Blick als logische Folge. Von einer gleichzeitigen und proportionalen Zunahme der erneuerbaren Strommenge und der EEG-Umlage kann jedoch keine Rede sein. Dies wird deutlich, wenn die Rahmenbedingungen verglichen werden, unter denen jeweils für die beiden Jahre 2009 und 2014 die EEG-Umlage ermittelt wurde.

<sup>23</sup> BNetzA/BKartA 2013.

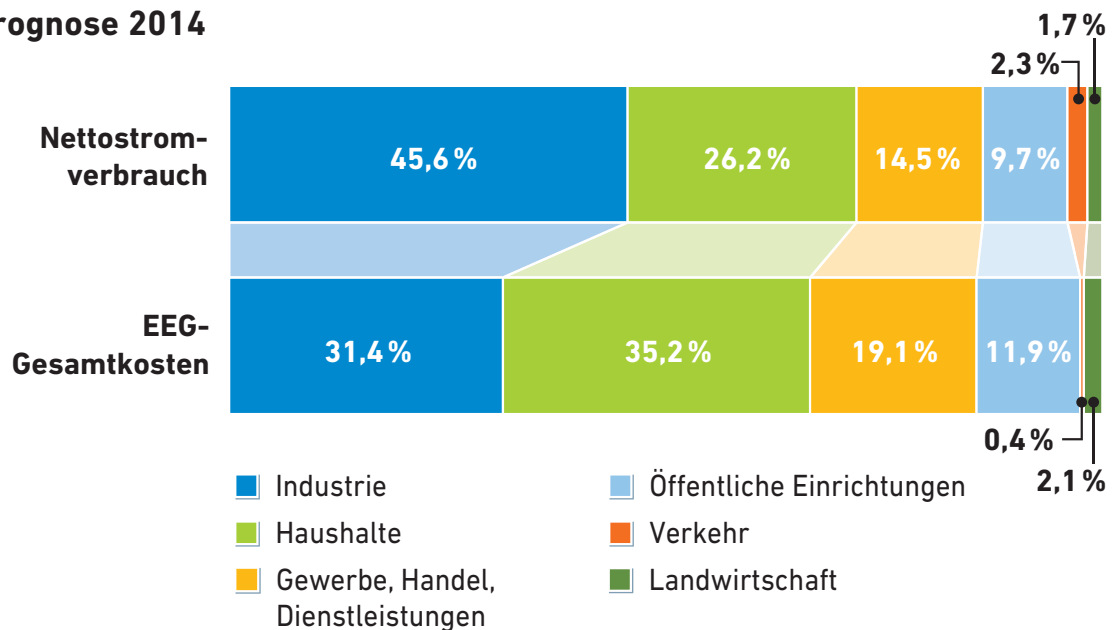
<sup>24</sup> Verbraucherzentrale NRW 2014.

Zunächst haben die umfangreichen Begünstigungen industrieller Großverbraucher bei der EEG-Umlage dazu beigetragen, dass immer weniger nicht-privilegierte Endverbraucher eine umso höhere Umlage zahlen mussten. Waren 2009 noch 109,5 Mrd. kWh Stromverbrauch energieintensiver Großverbraucher sowie der Eigenverbrauch weitgehend von der EEG-Umlage befreit, wird der Anteil für 2015 auf 170 Mrd. kWh geschätzt (ca. 33 Prozent des gesamten Nettostromverbrauchs, 2014: 153,5 Mrd. kWh, 29 Prozent). Damit kippte das Verhältnis der EEG-befreiten zu den nicht befreiten Verbrauchern von 1:3,7 im Jahr 2009 auf 1:2,1 im Jahr 2015.

### Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen tragen Hauptlast des EEG

Anteil verschiedener Verbrauchergruppen am Nettostromverbrauch in Deutschland sowie an EEG-Gesamtkosten

#### Prognose 2014



Quelle: BDEW, eigene Berechnungen; Stand: 10/2014

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) schätzt in einer Antwort auf eine Bundestagsanfrage die „Einnahmeausfälle“ aufgrund der Befreiung privilegierter Großverbraucher auf 4,0 Mrd. Euro im Jahr 2013 (2009: 0,7 Mrd. Euro).<sup>25</sup> Nach der Prognose der Übertragungsnetzbetreiber für die EEG-Umlage des Jahres 2015 errechnet sich eine Begünstigung aller privilegierter Verbraucher in Höhe von 6,7 Mrd. Euro.<sup>26</sup>

Gleichzeitig machten sich die sinkenden Strombörsenpreise bemerkbar: 2009 wurden 75,1 Mrd. kWh erneuerbarer Strom im Rahmen des EEG erzeugt, deren Verkauf einen Erlös von 5,2 Mrd. Euro erbrachte.<sup>27</sup> Sechs Jahre später sollte zwar mehr als doppelt so viel erneuerbarer

<sup>25</sup> BMWi 2013.

<sup>26</sup> AEE, eigene Berechnungen 2014.

<sup>27</sup> BDEW: Erneuerbare Energien und das EEG 2014.

Strom erzeugt werden (161 Mrd. kWh). Die Vermarktung dieser Strommengen an der Strombörse sollte jedoch nur Einnahmen von schätzungsweise 5,6 Mrd. Euro erbringen.<sup>28</sup>

Die starke Zunahme der Strommengen und Vergütungszahlungen haben nur zum Teil zum Anstieg der EEG-Umlage beigetragen. Der Anstieg der Vergütungszahlungen wird dadurch gedämpft, dass die meisten neu errichteten Erneuerbare-Energien-Anlagen Jahr für Jahr nur noch Anspruch auf niedrigere Vergütungssätze haben. Zwar wurden zwischen 2010 und 2012 besonders viele neue PV-Anlagen mit relativ hohen Vergütungssätzen je Kilowattstunde hinzugebaut. Die Vergütung für jeweils neue Anlagen ist seitdem jedoch sehr stark und schnell gesunken. Die absoluten Vergütungszahlungen haben sich von 10,5 Mrd. Euro im Jahr 2009 auf voraussichtlich 23,8 Mrd. Euro im Jahr 2015 etwa verdoppelt, während die Umlage sich von 1,3 auf 6,2 ct/kWh fast verfünffacht hat.<sup>29</sup>

Da die bereits installierten Erneuerbare-Energien-Anlagen für einen Zeitraum von 20 Jahren Anspruch auf die gesetzliche Einspeisevergütung haben, wird die EEG-Umlage in den kommenden Jahren auch dann kaum sinken können, wenn der Ausbau der Erneuerbaren Energien jetzt gestoppt würde. Auf der anderen Seite würde auch ein starker Zubau von Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen aufgrund ihrer bereits stark gesunkenen Vergütungssätze nur noch geringfügig zum Anstieg der EEG-Umlage beitragen.

Aufgrund der vielen verschiedenen Einflussfaktoren sollte das komplexe Finanzierungsinstrument der EEG-Umlage nicht mit einem „Preisschild“ für erneuerbaren Strom oder die Energiewende im Allgemeinen verwechselt werden. Die bislang erzielten enormen Kostensenkungen bei den Erneuerbaren Energien waren nur aufgrund stabiler rechtlicher Rahmenbedingungen und der Investitionssicherheit möglich, wie sie das EEG gewährleistet hat. Sollen in Zukunft weitere Kostensenkungspotenziale erschlossen werden, sind verlässliche Planungsgrundlagen und Finanzierungsinstrumente unerlässlich.

## 4.5 AUSBLICK: EEG-UMLAGE SINKT 2015 ERSTMALS

Dass die EEG-Umlage nur zum Teil von Kosten und Mengen erneuerbaren Stroms beeinflusst wird, zeigt auch die Ermittlung der EEG-Umlage 2015. Die Übertragungsnetzbetreiber setzen diese nach ihren Berechnungen erstmals niedriger als im Vorjahr an (6,17 ct/kWh nach 6,24 ct/kWh im Jahr 2014). Nach Abschätzungen des Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE) hätte die EEG-Umlage 2015 auch noch weiter auf 5,93 ct/kWh gesenkt werden können. Wichtiger Einflussfaktor dabei ist neben dem Strombörsenpreis (3,0 ct/kWh) die Strommenge, auf die die EEG-Gesamtkosten umgelegt werden können.

<sup>28</sup> BMWi 2013; ÜNB 2014.

<sup>29</sup> ÜNB 2010.

Da die Befreiungen industrieller Großverbraucher auch nach der Novelle des EEG im Jahr 2015 in weitgehend unverändertem Umfang fortbestehen, werden die EEG-Gesamtkosten auf voraussichtlich nur noch 351 Mrd. kWh (2009: 401 Mrd. kWh) verteilt. Würde die Menge des nicht-privilegierten Stromverbrauchs um 15 Mrd. kWh höher oder niedriger ausfallen, kann die EEG-Umlage um jeweils 0,2 ct/kWh sinken oder steigen. Der BEE nimmt außerdem an, dass die Übertragungsnetzbetreiber in ihrer Berechnung der EEG-Umlage eine zu hohe Stromerzeugung aus Offshore-Windenergieanlagen angenommen haben, weshalb die Vergütungszahlungen zu hoch angesetzt seien.<sup>30</sup>

Das novellierte EEG führt einen Zubaukorridor für neue Anlagen ein. Überschreitet die innerhalb eines Jahres installierte Leistung von neuen Anlagen diese Grenze, sinken die Vergütungen noch stärker. Auch unter der Annahme, dass in diesem Rahmen ein maximaler Zubau erfolgt, stagniert die EEG-Umlage nach BEE-Schätzungen bis 2017 auf dem Niveau des Jahres 2014.<sup>31</sup> Die Neufassung des EEG will auch die Einnahmen des EEG-Kontos erhöhen. Darum müssen Betreiber von neu errichteten Erneuerbare-Energien-Anlagen, die beispielsweise ihren Solarstrom nicht ins Netz einspeisen, sondern selbst verbrauchen, auch für diese Strommengen schrittweise die EEG-Umlage in Höhe von 40 Prozent abführen. Angesichts des erwartungsgemäß relativ geringen Zubaus von neuen PV-Anlagen dürfte diese Regelung ebenfalls keinen relevanten Einfluss auf die EEG-Umlagen 2016 und 2017 nehmen.

30 BEE 2014.

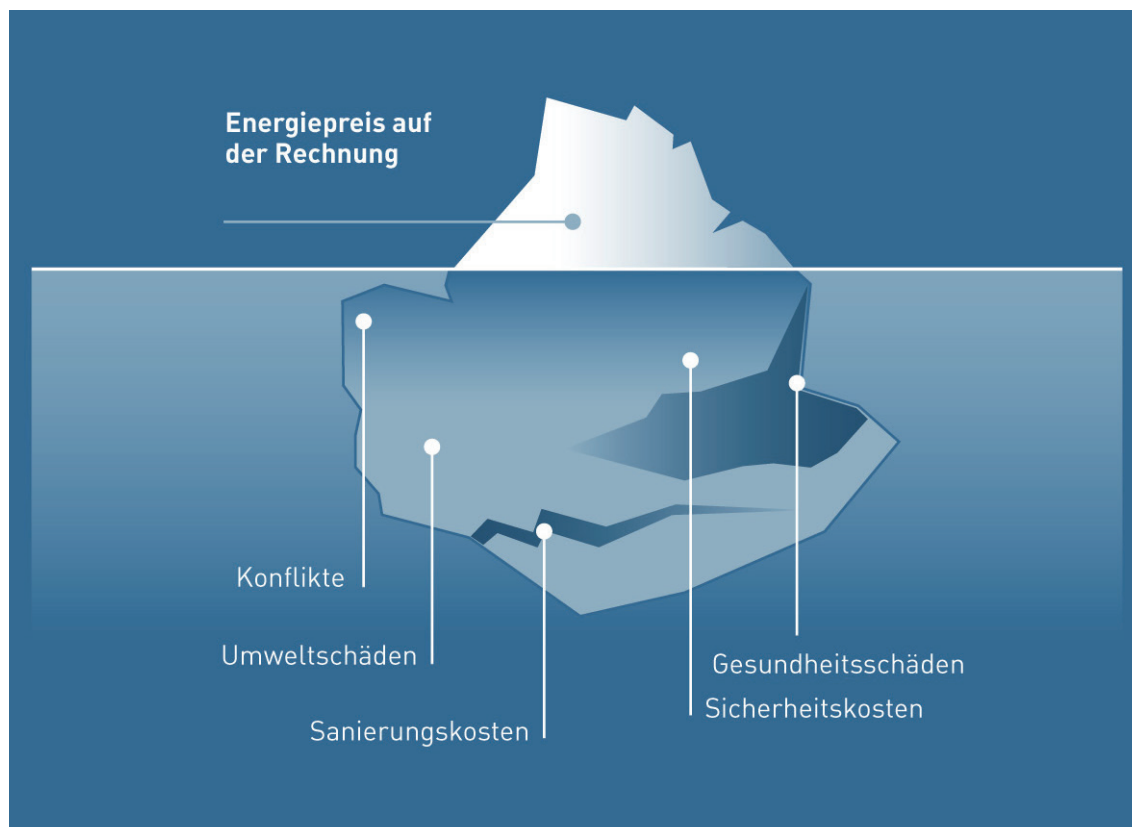
31 Ebd.



## 5 EXTERNE KOSTEN: DIE SCHÄDEN, DIE AUF DER STROMRECHNUNG FEHLEN

In einem idealen Markt, in dem die Preise alle mit dem Produkt verbundenen Kosten abdecken würden, könnten die Verbraucher rationale Kaufentscheidungen treffen. Die Marktpreise wären transparent und vergleichbar. Wie für die meisten anderen Märkte auch, ist das für den Strommarkt allerdings nur Theorie. Die zur Stromproduktion erforderlichen oder belasteten Ressourcen sind nicht alle mit Preisen versehen. Deshalb spiegelt sich der Verbrauch bzw. die Schädigung dieser scheinbar „kostenfreien“ Ressourcen auch nicht im Marktpreis wider.

### Verborgene Kosten unserer Energieversorgung



Quelle: eigene Darstellung

Insbesondere gemeinschaftlich genutzte Güter wie Luft, Wasser und Erde, aber auch individuelle Güter wie die Gesundheit sind nicht oder nur unvollständig in die Marktmechanismen integriert. Werden diese Güter im Produktionsprozess verbraucht oder geschädigt, schlägt sich das nicht auf die Marktpreise nieder.

So verursacht der Abbau von Braun- und Steinkohle in Deutschland Kosten durch Bergbaufolgeschäden, die Sanierung von Tagebauen und das Abpumpen von Grundwasser.<sup>32</sup> Der Betrieb

<sup>32</sup> FÖS: 2012.

von Kohlekraftwerken verursacht gesundheitsschädliche Emissionen von Schadstoffen wie Feinstaub, Blei, Quecksilber, Cadmium und Arsen. Auch durch den Betrieb von Atomanlagen kann die Gesundheit geschädigt werden. Der sichere Abschluss von radioaktiven Abfällen von der Umwelt über mehrere zehntausend Jahre wird in Zukunft weitere Kosten verursachen.

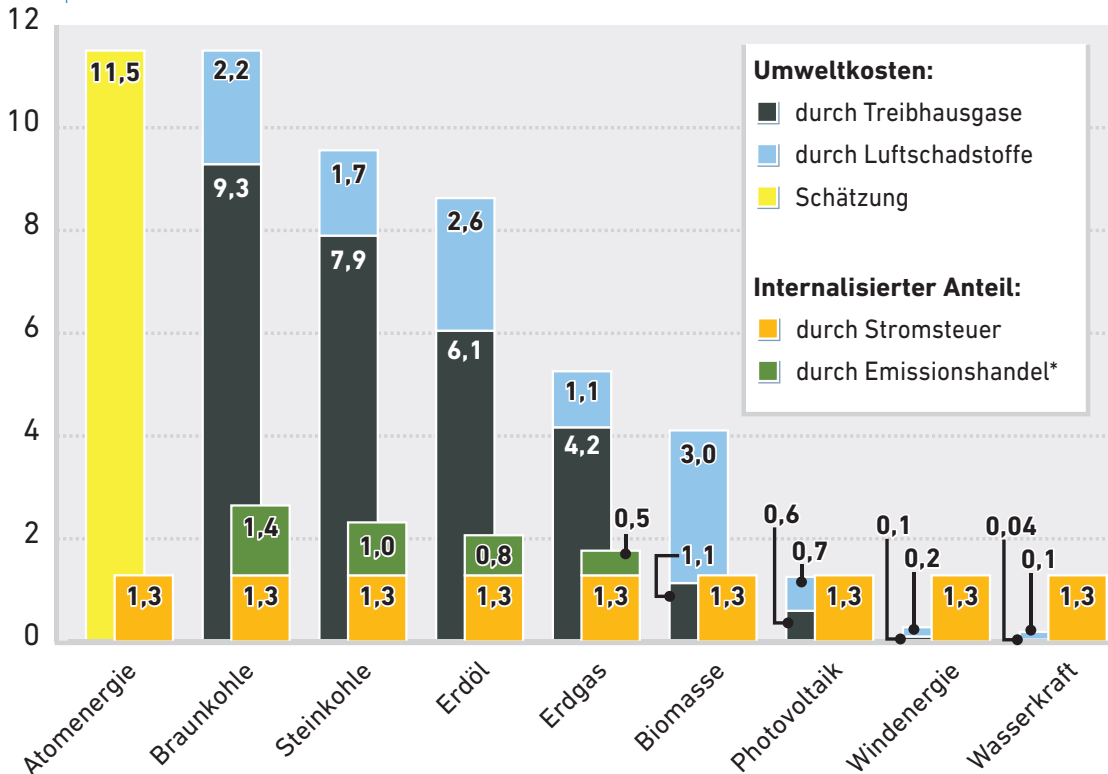
Alle diese verborgenen Kosten sind so genannte externe Kosten, die nicht im Marktpreis für Strom abgebildet werden. Dennoch müssen sie früher oder später als volkswirtschaftliche Folgekosten beglichen werden – wenn nicht über den Marktpreis, dann eben von der Allgemeinheit, das heißt von Staat und Steuerzahlern oder dem Gesundheitssystem.

In der Praxis können durch Nichtberücksichtigung externer Kosten ökonomische Fehlentscheidungen getroffen werden: Betriebswirtschaftlich ist die Investition in Kraftwerke, deren externe Kosten nicht in die Kostenkalkulation einfließen müssen, oftmals attraktiver als die Investition in Anlagen, die zwar nur geringe externe Kosten verursachen, jedoch höhere Investitions- bzw. Betriebskosten ausweisen. Typisches Beispiel dafür sind Erneuerbare-Energien-Anlagen.

Die folgende Grafik zeigt die Umweltkosten einzelner Erzeugungstechnologien, d.h. um wie viel teurer die Erzeugung einer Kilowattstunde wäre, wenn die geschätzten Folgekosten direkt aufgeschlagen würden. Dass diese Folgekosten nicht von den jeweiligen Stromerzeugern, sondern der Allgemeinheit übernommen werden, stellt einen mehr oder weniger großen Wettbewerbsvorteil für den jeweiligen Energieträger dar. Darum werden die Umweltkosten zumindest teilweise bzw. indirekt über die Stromsteuer an die Stromverbraucher und über die CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte an die Stromerzeuger weitergegeben, d.h. internalisiert. Der nicht internalisierte Teil der Umweltkosten sind die externen Kosten.

## Umweltkosten der Stromerzeugung in Deutschland und internalisierter Anteil 2014

in Cent pro Kilowattstunde



\* Die Höhe der durch den Emissionshandel internalisierten Kosten bezieht sich auf Berechnungen von 2012. Da die Preise für CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte seitdem gesunken sind, ist die Differenz zwischen internalisierten Umweltkosten und verbleibenden externen Kosten noch größer.

Quellen: UBA 2014, FÖS 2013, eigene Berechnungen; Stand: 10/2014

### 5.1 EXTERNE KOSTEN DER STROMPRODUKTION AUS STEIN- UND BRAUNKOHLE

Hauptverursacher externer Kosten bei der Stromerzeugung durch fossile Energien ist das Treibhausgas Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), welches unvermeidlich bei der Verbrennung kohlenstoffhaltiger Energieträger wie Kohle, Erdöl oder Erdgas entsteht. Studien beziffern die externen Kosten des anthropogenen Kohlendioxidausstoßes auf eine Bandbreite von 14 bis 300 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>. Die Höhe hängt dabei sowohl von den Annahmen zu den Auswirkungen des Klimawandels an sich ab, als auch von der weiteren Entwicklung der Emissionen. Je schneller und je deutlicher der Treibhausgasausstoß reduziert werden kann, desto weniger Kosten werden die Auswirkungen des Klimawandels verursachen.

Konsens in der wissenschaftlichen Diskussion ist eine absolute Untergrenze von 14 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> und dass die zu erwartenden Kosten eher darüber liegen. Ein Durchschnittsergebnis, das eher im unteren Mittelfeld der verschiedenen Studien liegt und mit dem auch

das Bundesumweltministerium arbeitet, beziffert die externen Kosten des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes mit 80 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>. Neben den Kosten des Klimawandels entstehen bei der fossilen Energieerzeugung externe Kosten durch Luftschadstoffe wie Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>), Stickoxide (NO<sub>x</sub>) und Feinstaub. Diese Emissionen verursachen Gesundheits- und Umweltbelastungen, Materialkorrosion sowie Schäden in der Landwirtschaft. Für Deutschland wird z.B. davon ausgegangen, dass die Kohleverstromung pro Jahr mehr als 600.000 Fehltagereise verursacht und die Bevölkerung knapp 30.000 Lebensjahre kostet.<sup>33</sup> So summieren sich allein die Gesundheitsschäden durch CO<sub>2</sub>- und Luftschadstoffemissionen auf Beträge zwischen ca. 1.700 und 60.000 Euro je Tonne.<sup>34</sup>

Insgesamt geht das UBA bei der Braunkohleverstromung von externen Kosten in Höhe von 11,5 Cent pro Kilowattstunde aus. Diese Kosten werden teilweise auf eine erzeugte Kilowattstunde umgelegt, d.h. internalisiert. Eine solche Internalisierung erfolgt zum Teil über die Stromsteuer. Des Weiteren müssen für den Ausstoß von Treibhausgasen CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate erworben werden. Unter dem Strich verbleiben ca. 9 Cent Umweltschäden pro Kilowattstunde. Müssten auch diese Kosten von den Stromerzeugern getragen werden, so würde sich die Kilowattstunde um fast das Dreifache auf etwa 13 bis 15 Cent verteuern.

### FOLGESCHÄDEN DES BRAUNKOHLTAGEBAUS<sup>35</sup>

Ein akutes Problem in Brandenburg und Sachsen ist die Verockerung (Eisenhydroxidbelastung) der Spree und ihrer Nebenflüsse. Rund um die Braunkohletagebaue in der Region müssen zum Abbau der Kohle große Mengen Grundwasser abpumpt werden, wodurch der Grundwasserspiegel sinkt. So werden auch eisenhaltige Verbindungen trockengelegt, die an der Luft oxidieren. In den letzten Jahren wurden je-

doch viele Tagebaue stillgelegt, und das Grundwasser steigt in höhere Schichten auf und schwemmt diese Verbindungen auf, die so in die Oberflächengewässer gelangen und zu Verschlammung führen. Die braune Ockerverbindung tötet je nach Konzentration fast vollständig alle Lebewesen in den Gewässern und bewirkt eine schwere Beeinträchtigung des Ökosystems. Verstärkt wird das Problem durch aufge-

schwemmte Sulfate. Aber nicht nur die Natur ist betroffen, sondern auch die lokale Wirtschaft: Das ockerfarbene Gewässer hinterlässt auch optisch nicht den Eindruck eines gesunden Ökosystems, was wiederum zu einem Rückgang der Besucherzahlen in einer stark touristischen Region wie dem Spreewald führen kann.

Bei neuen Steinkohlekraftwerken würden die Stromgestehungskosten unter Einbezug der externen Kosten um ca. das Doppelte von 6 bis 9 auf 13 bis 16 Cent pro Kilowattstunde steigen. Bei der Stromerzeugung aus Erdgas verbleiben nach Berücksichtigung des internalisierten Anteils noch Umweltschäden in Höhe von 3,5 Cent je Kilowattstunde.

Die Abschätzungen zu den Umweltkosten der Stromerzeugung beruhen auf der 2014 herausgegebenen Fassung der Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten des UBA und Berechnungen des Forums Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS)..

<sup>33</sup> HEAL 2013.

<sup>34</sup> UBA 2014; eigene Hochrechnung von Werten 2010 auf 2014.

<sup>35</sup> Land Brandenburg: Verockerung der Spree, 18. Juli 2014.

## 5.2 EXTERNE KOSTEN DER ATOMSTROMPRODUKTION

Die Bezifferung sowohl der Wahrscheinlichkeit als auch der Folgekosten eines größten anzunehmenden Unfalls (GAU) in einem Atomkraftwerk mit Freisetzung von radioaktivem Material ist methodisch schwierig. Es kann jedoch als gesichert gelten, dass ein Unfall beim Betrieb eines Atomkraftwerkes katastrophale Ausmaße hätte. Betreiber müssten sich eigentlich gegen die möglichen Schäden versichern, doch ist die Schadensgrenze gesetzlich auf 2,5 Mrd. Euro begrenzt. Im tatsächlichen Katastrophenfall können deutlich höhere Schäden eintreten, wie die Reaktorkatastrophen von Tschernobyl und Fukushima zeigen.

### KOSTEN DER REAKTORKATASTROPHE VON FUKUSHIMA<sup>36</sup>

Ein erster Hilfsfonds, den die japanische Regierung zur Entschädigung von ca. 85.000 Opfern der Reaktorkatastrophe von Fukushima im Mai 2011 eingerichtet hat, umfasst umgerechnet 43 Mrd. Euro. Da seit 2011 keine aktuelleren Kostenschätzungen der Regierung veröffentlicht wurden, hat das öffentlich-rechtliche Fernsehen NHK zum dritten Jahrestag der Katastrophe am 11. März 2014 eine eigene Kostenschätzung über 11,16 Billionen Yen (=77,9 Mrd. Euro) veröffentlicht. Diese Kosten setzen sich zusammen aus

der Dekontamination von Land, der Zwischenlagerung der Dekontaminationsabfälle, dem Rückbau der Reaktoren und der Eindämmung kontaminierten Grundwassers sowie Schadenersatzansprüchen und zu einem geringen Anteil aus Hilfgeldern wie Standortsubventionen, Wiederaufbauhilfen, Gesundheitschecks und Notunterkünften. NHK weist darauf hin, dass weder die Endlagerung der Dekontaminationsabfälle noch behördliche Personalkosten eingepreist sind, die im Zuge der Katastrophe entstanden sind. Auch

die Kosten für den Rückbau und die Schadenersatzansprüche würden voraussichtlich noch steigen. Auf eine ähnliche Summe (11,08 Bio. Yen) kommt der Umweltökonom Prof. Kenichi Oshima. Schätzungen der EU-Kommission setzen bis zu 187 Mrd. Euro Folgekosten an.<sup>37</sup>

Nach Schätzungen einer Prognos-Studie kann bei einem Reaktorunfall in Deutschland ein Schaden von bis zu 5,5 Billionen Euro entstehen. Eine Studie der Versicherungsforen Leipzig vom April 2011 erwartet bei einem Unfall deutscher Atomkraftwerke mit Freisetzung von Radioaktivität eine Schadenssumme von 5,6 bis 5,9 Billionen Euro. Die Betreiber müssen sich also nur gegen rund 0,1 Prozent des möglicherweise von ihnen verursachten Schadens versichern. Die Restkosten würden von der Allgemeinheit getragen. Müssten die Betreiber der Atomkraftwerke wie Akteure anderer Wirtschaftsbereiche haften, verteuerten sich nach einer FÖS-Studie die Kosten für Atomstrom um bis zu 3,20 Euro je Kilowattstunde bzw. um bis zu 2,36 Euro nach Berechnungen der Versicherungsforen Leipzig.

Die Berechnung der Versicherungszahlungen beruht allerdings auf einer Vielzahl von Annahmen, die mit großen Unsicherheiten behaftet sind und auch eine große Bandbreite von Aufschlägen zur Folge haben. Auch ohne die theoretischen Maximalsummen wird jedoch deutlich, dass der Betrieb von Atomkraftwerken nicht konkurrenzfähig wäre, wenn annähernd angemessene Versicherungszahlungen zur Abdeckung der kaum zu beziffernden Risiken und Fol-

<sup>36</sup> Oshima/Yokemoto 2014.

<sup>37</sup> Moritz 2013.

geschäden erfolgen müssten. Ganz davon abgesehen existiert keine Versicherung, die in der Lage wäre, die Folgekosten eines GAU zu decken.

Die Kosten der Gesundheitsschäden durch den laufenden Betrieb von Atomanlagen (z.B. Erhöhung der Sterblichkeitsrate, Krebsrisiko) sind umstritten und methodisch ebenfalls nicht gesichert zu ermitteln. Gesundheitsschäden infolge des Abbaus von Uranerz sind zwar dokumentiert, bisher jedoch nicht umfassend monetarisiert worden. Einen Eindruck vermittelten jedoch die Aufwendungen, die die Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung für 55.000 Beschäftigte (von ca. 500.000 insgesamt) des ostdeutschen Uranbergbaus (Wismut) für Frühdiagnostik, Behandlung und Entschädigung auszahlte: 1 Mrd. Euro.<sup>38</sup> Dass der Abbau in afrikanischen Ländern wie Niger keine Belastungen der Beschäftigten zur Folge hat, ist zu bezweifeln.

Kaum abschätzbar sind auch die Kosten, die sich aus der Endlagerung von radioaktiven Abfällen über mehrere Jahrtausende ergeben. Zu den externen Kosten der Atomenergie können auch die militärischen Sicherungskosten gezählt werden, die sich aus der Gefahr nuklearer Proliferation, d.h. der militärischen Nutzung der Atomenergie, ergeben. Das UBA schlägt daher in der aktuellen Methodenkonvention<sup>39</sup> vor, für die Bewertung der externen Kosten hilfsweise auf den Wert der Braunkohle, der Technologie mit den höchsten einschätzbaren Umweltkosten, zurückzugreifen. Demnach verblieben nach Berücksichtigung des internalisierten Anteils bei Atomstrom externe Kosten von mindestens 10,2 Cent je Kiloawattstunde. Bei Einbezug der seit 2011 geltenden Brennelementesteuer, die 2013 ca. 1,3 Cent pro Kilowattstunde betrug, würde der internalisierte Anteil etwas höher ausfallen. Die Brennelementesteuer führte im Jahr 2013 zu Einnahmen des Bundes in Höhe von 1,3 Mrd. Euro.<sup>40</sup> Wegen der Klagen der AKW-Betreiber und der unklaren Zukunft dieser Steuerregelung wird diese hier bei der Berechnung der geleisteten Internalisierungen aber nicht einbezogen.

### **5.3 EXTERNE KOSTEN DER STROMPRODUKTION AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN**

Zur Ermittlung der externen Kosten von Wasserkraft-, Windenergie-, Geothermie- und Solaranlagen müssen vor allem die mit der Herstellung der Anlagen anfallenden Material- und Energieverbräuche sowie die damit verbundenen Schadstoffemissionen untersucht werden. Externe Kosten aus dem laufenden Anlagenbetrieb sind zu vernachlässigen. Insgesamt fallen laut UBA nur sehr geringe externe Kosten an, wenn auch mit leichten Unterschieden. So war die Stromproduktion aus den bis 2012 errichteten Photovoltaikanlagen im Mittel mit externen Kosten von etwa 1,26 Cent je Kilowattstunde belastet, was am relativ energieintensiven Pro-

38 DGUV 2012.

39 UBA 2014; eigene Hochrechnung von Werten 2010 auf 2014.

40 BMF 2014.

duktionsprozess der Solarzellen lag. Bedingt durch die technologische Entwicklung ist laut einer Fraunhofer ISI-/DLR-Studie von 2006 bis zum Jahr 2030 mit einer Reduzierung auf ca. 0,59 Cent je Kilowattstunde zu rechnen.<sup>41</sup> Da die Stromsteuer auch auf erneuerbaren Strom zu entrichten ist, werden die externen Kosten hier bereits überkompensiert.

Auch Windenergie- und Wasserkraftanlagen verursachen geringe Umweltschäden. Im Verhältnis dazu ist die Stromsteuerbelastung viel zu hoch, so dass es bei beiden Technologien eine „Überinternalisierung“ von etwa einem Cent je Kilowattstunde gibt. Einen Sonderfall bildet die Bioenergie, da hier durch Verbrennung kohlenstoffhaltiger Energieträger wiederum Emissionen entstehen und die externen Kosten der Anlagen somit sehr stark von der Klimabilanz der jeweiligen Biomasse bzw. Anlagentechnologie abhängen. Grundsätzlich ist die energetische Nutzung von Biomasse klimaneutral, da die bei der Verbrennung freigesetzten Treibhausgase von nachwachsenden Pflanzen wieder gebunden werden. Voraussetzung ist, dass nur so viel Biomasse genutzt wird, wie innerhalb eines Jahres wieder nachwächst. Wenn der Anbau besonders energieintensiv oder gar auf gerodeten Urwaldflächen erfolgt, können aber auch hier erhebliche externe Kosten verursacht werden. Die EU-Nachhaltigkeitskriterien sowie die deutschen Nachhaltigkeitsverordnungen für flüssige Bioenergieträger setzen deshalb Zertifizierungssysteme voraus, die Anbau und Herkunft kontrollieren, um diese negativen Effekte zu verhindern. Die Abschätzung der externen Kosten der Stromerzeugung aus Biomasse variieren je nach Brennstoff (fest, flüssig, gasförmig) und Anlagentechnologie sehr stark. So beträgt die Bandbreite der bis 2012 ermittelten Umweltkosten 0,3 bis 7,7 Cent je Kilowattstunde. Moderne Biogas-Blockheizkraftwerke, die ausschließlich Bioabfälle nutzen, verursachen Umweltkosten nahe Null. Im Ergebnis verursachen Biomasse-Anlagen unter Einbeziehung der Stromsteuer durchschnittlich externe Kosten von 2,8 Cent je Kilowattstunde.

<sup>41</sup> Fraunhofer ISI/DLR 2006.

## 6 FÖRDERKOSTEN: DIREKTE UND INDIREKTE SUBVENTIONEN

Die beschriebenen externen Kosten sind nicht nur ein ökologisches Problem, sondern auch eine Wettbewerbsverzerrung – schließlich müssen die Verursacher nicht oder kaum für die Umweltkosten aufkommen. Mit politischen Instrumenten kann der Staat versuchen, auf Kosten und Preise Einfluss zu nehmen, um solche Wettbewerbsverzerrungen auszugleichen – z.B. durch gezielte Förderung bestimmter Technologien oder durch die Internalisierung der externen Kosten in die Marktpreise. Dazu können zum Beispiel Steuern auf Energieträger wie Erdöl oder nukleare Brennelemente erhoben werden. Oft erhalten Technologien mit hohen externen Kosten jedoch auch Steuerbefreiungen, Investitions- und Absatzbeihilfen, z.B. den früheren „Kohlepfeffig“. Außerdem wurden und werden praktisch alle Stromerzeugungstechnologien in Deutschland durch staatliche Forschungsmittel mehr oder weniger stark gefördert. Diese Maßnahmen verursachen weitere Zusatzkosten, die ebenfalls nicht im Marktpreis abgebildet werden. Es handelt sich um die Förderkosten von direkten oder indirekten Subventionen (wenn öffentliche Haushalte betroffen sind) sowie weitere Begünstigungen mit einem Förderwert. Sie haben gemeinsam, nicht direkt über die Stromrechnung, sondern von der Allgemeinheit beglichen zu werden.

### 6.1 FÖRDERKOSTEN DER STROMPRODUKTION AUS STEINKOHLE

Der Steinkohleabbau ist in Deutschland im internationalen Vergleich mit relativ hohen Kosten verbunden. Für den Absatz deutscher Steinkohle wird daher bis 2018 ein Zuschuss gezahlt, der sich laut Subventionsbericht der Bundesregierung seit 2012 auf knapp 1,2 Mrd. Euro jährlich beläuft. Der Steinkohlebergbau ist damit unter allen Wirtschaftszweigen der größte Empfänger von Finanzhilfen des Bundes. Hinzu kommen Unterstützungsleistungen durch die Bundesländer Nordrhein-Westfalen und Saarland sowie Finanzhilfen in Form von Forschungsmitteln und Beihilfen zur Stilllegung. Die gesamten Finanzhilfen für die Verwendung von Steinkohle zur Stromerzeugung im Jahr 2012 summierten sich laut einer Studie des FÖS auf 1,1 Mrd. Euro.<sup>42</sup>

Damit sind aber nicht sämtliche Subventionen für die Stromerzeugung aus Steinkohle erfasst. Dazu kommen noch indirekte Subventionen wie Ermäßigungen bei der Energiesteuer sowie die Befreiung von der Abgabe für die Förderung von Bodenschätzen und Wasser. Zur Ermittlung der Begünstigung bei der Energiesteuer wurde angenommen, dass diese sich – ausgehend von der geltenden Besteuerung von Mineralöl – einheitlich für alle Energieträger jeweils an deren Energiegehalt und CO<sub>2</sub>-Emissionen orientieren müsste. Strom aus Steinkohle wäre im

<sup>42</sup> Alle Zahlen nach FÖS 2012.



Vergleich zu diesem theoretischen Steuersatz dabei zu niedrig besteuert. Werden diese Steuerermäßigungen aufsummiert, so hat der Staat nach Berechnungen des FÖS im Jahr 2012 auf mögliche Einnahmen von rund 1 Mrd. Euro verzichtet. Der Subventionscharakter dieser rechnerischen Begünstigung gegenüber anderen Energieträgern ist methodisch umstritten. Als indirekte Subvention kann, aber muss dieser Betrag nicht in die Gesamtrechnung aufgenommen werden.

Die unentgeltliche Zuteilung von CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten belief sich im Jahr 2012 auf einen zusätzlichen Förderwert von 0,4 Mrd. Euro. Aus Sicht der Endverbraucher und der öffentlichen Haushalte ist zwar unerheblich, ob die Emissionsrechte kostenlos oder zu einem bestimmtem Preis abgegeben werden, da sie in beiden Fällen als Opportunitätskosten an die Endverbraucher weitergegeben werden. Werden Zertifikate kostenlos an Betreiber abgegeben, kann dies allerdings als Begünstigung berücksichtigt und beziffert werden.

Der Energieträger Steinkohle wurde damit im Jahr 2012 mit insgesamt rund 2,5 Mrd. Euro bevorteilt. Dabei wurden nur 29 Prozent des Steinkohlestroms 2013 aus heimischer, subventionierter Steinkohle erzeugt<sup>43</sup>; der Rest des Steinkohlebedarfs deutscher Kraftwerke wurde importiert. Die in den Exportländern möglicherweise angefallenen Förderkosten im Zusammenhang mit der Steinkohleförderung sind dabei nicht eingepreist.

Insgesamt profitierte die Stromerzeugung aus Steinkohle von 1970 bis 2012 von Subventionen in Höhe von 169 Mrd. Euro (Gesamtsubvention des Energieträgers: 311 Mrd. Euro). Umgelegt auf die in diesem Zeitraum erzeugte Menge Strom hätte eine Kilowattstunde in diesen Jahren 3,3 Cent teurer sein müssen. Betrachtet man nur das Jahr 2012, so verursachte die Förderung Zusatzkosten von 2,3 Cent je Kilowattstunde.

Dieses Rechenbeispiel des FÖS soll deutlich machen, dass die scheinbar sehr niedrigen reinen Stromgestehungskosten eines Steinkohlekraftwerks um rund 50 Prozent höher liegen würden, wenn die im Laufe der vergangenen 40 Jahre angefallenen Förderkosten stets eingepreist worden wären. Theoretisch könnte durch die Abbildung der Förderkosten im Marktpreis der Steinkohle - wie auch anderer Energieträger - die bisherige Marktverzerrung beendet werden. Die Vergleichbarkeit würde im Sinne eines transparenten Wettbewerbs wieder hergestellt. Die Zusatzkosten würden an den Stromverbraucher weitergegeben, statt sie - wie bisher - über öffentliche Mittel abzudecken.

## 6.2 FÖRDERKOSTEN DER STROMPRODUKTION AUS BRAUNKOHLE

Der Braunkohleabbau erhält ebenfalls direkte Finanzhilfen, profitiert jedoch hauptsächlich von indirekten Subventionen. Die staatlichen Hilfen reichen von Umsiedlungsförderung, Steuer-

<sup>43</sup> GVSt 2014.

und Investitionsvergünstigungen über die Absatzförderung bis hin zur fehlenden Förderabgabe und der Freistellung vom Wasserentnahmeentgelt. Die Förderkosten durch direkte und indirekte Subventionen beliefen sich nach Berechnungen des FÖS im Jahr 2012 auf 1,3 Mrd. Euro. Hinzu kam die unentgeltliche Zuteilung von CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten mit einem Förderwert von 0,6 Mrd. Euro.

Insgesamt profitierte die Stromerzeugung aus Braunkohle von 1970 bis 2012 von Vergünstigungen in Höhe von 64,7 Mrd. Euro. Allein die Förderung im Jahr 2012 würde die Stromgestehungskosten um 1,4 Cent je Kilowattstunde erhöhen.

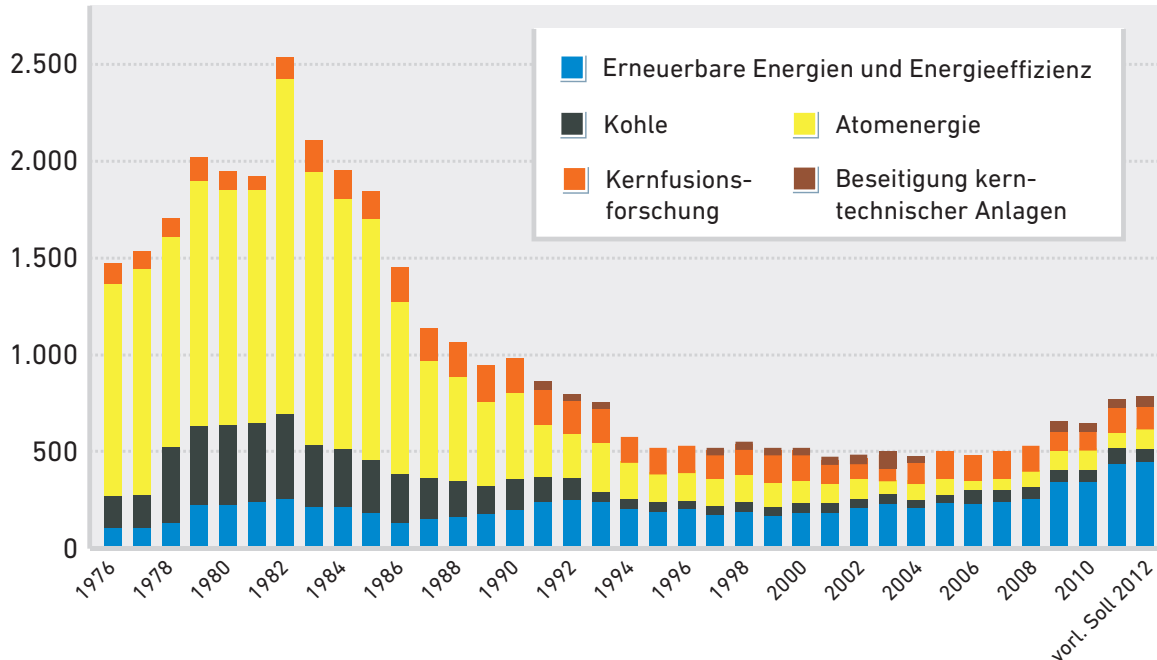
### **6.3 FÖRDERKOSTEN DER ATOMSTROMPRODUKTION**

Kosten, die nicht in den Strompreis internalisiert sind und vom Steuerzahler getragen werden, sind Finanzhilfen wie z.B. Gelder zur Erforschung der Atomenergie, Bürgschaften für den Bau von Atomanlagen, Kosten für die Stilllegung von Atomanlagen (z.B. in der ehemaligen DDR) oder für den Betrieb von Atommülllagern (z.B. Morsleben, Asse). Allein diese direkten Subventionen summierten sich laut einer Studie des FÖS im Jahr 2012 auf ca. 1 Mrd. Euro. Zwischen 1970 und 2012 beliefen sich diese staatlichen Aufwendungen auf 80,8 Mrd. Euro, wovon 54,8 Mrd. Euro der westdeutschen Stromerzeugung aus Atomkraft zuzuordnen sind. Einen Großteil davon bilden Forschungsmittel. Der Rest sind Folgekosten der DDR-Atomstromerzeugung und des Uranabbaus.

## Ausgaben des Bundes für Energieforschung

Inflationsbereinigt in Preisen von 2011

Mio. Euro



Quelle: BMU 2012; Stand: 3/2012

Noch bis 2007 floss der Großteil der bundesdeutschen Forschungsausgaben in die Atomenergie. Erneuerbare Energien und Energieeffizienz wurden mit maximal einem Drittel der gesamten Forschungsausgaben für Energie gefördert.

Indirekte Subventionen in Form von Steuerermäßigungen ergeben sich aus den so genannten steuerfreien Rückstellungen: Betreiber von Atomkraftwerken müssen für den Rückbau von Atomanlagen und die Lagerung von Atommüll Finanzmittel vorhalten. Bis Ende 2013 wurden von den Betreibern 36 Mrd. Euro an Rückstellungen angesammelt. Dadurch, dass die Gelder nicht in einem unabhängigen öffentlich-rechtlichen Fonds verwaltet werden, sondern für Unternehmenszwecke genutzt werden können, ergeben sich vielfältige Vorteile. So können die angesammelten Rückstellungen für Investitionen genutzt werden, der Fremdkapitalbedarf verringert sich und es entsteht ein Zinsvorteil durch die Verschiebung von Steuerzahlungen in die Zukunft. Der Bundesrechnungshof kritisiert daher, dass die hohen Rückstellungen steuerrechtlich den Gewinn der Unternehmen schmälern und damit deren Steuerschuld verringern. Die Begünstigung ist laut FÖS-Studie mit einem Förderwert von 4 Mrd. Euro im Jahr 2012 anzusetzen. Insgesamt beläuft sich der Förderwert von 1970 bis 2012 auf 72,3 Mrd. Euro.

Außerdem profitieren Betreiber (analog zu Braunkohlekraftwerken) von Begünstigungen bei der Stromsteuer mit einem Förderwert in Höhe von 1 Mrd. Euro im Jahr 2012 (1970 – 2012:

48,8 Mrd. Euro). Erst ab dem Jahr 2011 ist eine Steuer auf Kernbrennelemente eingeführt worden. Gegen diese Besteuerung haben aber die AKW-Betreiber vor verschiedenen Gerichten geklagt. Einzelne Gerichte haben die Steuer bereits als nicht europarechtskonform und als verfassungswidrig befunden und sie als reine Gewinnabschöpfungsmaßnahme beurteilt. Die Bundesregierung ist zur Rückzahlung der Steuereinnahmen verpflichtet worden, hat aber Beschwerde eingelegt. Höchststrichterlich sind die Klagen allerdings noch nicht entschieden. Es besteht aber die Möglichkeit, dass die Betreiber die Steuerzahlungen rückwirkend erstattet bekommen.<sup>44</sup>

Die Produktion von Atomstrom wird indirekt auch durch die europaweite Einführung von CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten begünstigt. Da die Emissionsrechte, die für den Betrieb von Kraftwerken mit fossilen Brennstoffen notwendig sind, in die Stromgestehungskosten eingepreist werden, verschiebt sich das Konkurrenzverhältnis zugunsten von Atomstrom. Die gestiegenen Stromgestehungskosten eines fossilen Grenzkraftwerks führen zu insgesamt höheren Strombeschaffungskosten (vgl. Kapitel 3.2, S. 14), so dass die Differenz zwischen Stromgestehungskosten und Einnahmen aus dem Stromverkauf für die Betreiber der Atomkraftwerke größer und damit auch deren Gewinn gesteigert wird. Diese Begünstigung betrug im Jahr 2012 0,5 Mrd. Euro. Seit Einführung des Emissionshandels 2005 bis 2012 waren es insgesamt 11,6 Mrd. Euro.

Die Produktion von Strom in Atomkraftwerken wurde insgesamt im Jahr 2012 mit direkten und indirekten Subventionen in Höhe von 6,5 Mrd. Euro bevorteilt. Insgesamt profitierten die Betreiber von Atomkraftwerken von 1970 bis 2012 von Begünstigungen in Höhe von 187,1 Mrd. Euro, was pro Kilowattstunde um zu 4 Cent pro Kilowattstunde höheren Stromgestehungskosten geführt hätte (nur 2012: 6,5 Cent pro Kilowattstunde).

Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) hat für den Zeitraum von 1956 bis 2006 eine deutlich geringere staatliche Förderung für die Atomenergie in Höhe von 45,2 Mrd. Euro berechnet. Darin sind öffentliche Mittel von Bund, Ländern und EU, insbesondere für die Nuklearforschung, sowie steuerliche Begünstigungen zusammengefasst. Neben den Kosten für die Beseitigung von Altlasten wurden Vorteile aus der Steuerbefreiung von Kernbrennstoffen sowie aus den Rückstellungen allerdings nicht berücksichtigt.<sup>45</sup>

Werden zur Summe von 45,2 Mrd. Euro auch Begünstigungen hinzugerechnet, die unabhängig vom öffentlichen Haushalt sind, steigt die Summe auf 53,8 Mrd. Euro (in Preisen von 2006). Zu diesen haushaltsunabhängigen Begünstigungen zählen z.B. die Preiseffekte unvollständigen Wettbewerbs und die Windfall-Profits durch Überwälzung der Kosten von Emissionsrechten.

<sup>44</sup> Finanzgericht Hamburg 2014.

<sup>45</sup> DIW 2007.

Die öffentlichen Forschungsausgaben würden bis 2006 einen Aufschlag von Förderkosten in Höhe von mindestens 1,2 Cent je Kilowattstunde verursachen.<sup>46</sup>

Anhand dieser Rechenbeispiele ist zu erkennen, dass die scheinbar niedrigen Stromgestehungskosten eines bestehenden Atomkraftwerkes um mindestens knapp das Doppelte höher wären, wenn die Förderkosten stets eingepreist würden. Obwohl dem nicht so ist und die Atomkraftbetreiber weiterhin stark subventioniert werden, ist derzeit noch gar nicht sicher, ob deren Rücklagen in Höhe von 36 Mrd. Euro für den Rückbau der Kraftwerke und die Endlagerung der radioaktiven Materialien auch tatsächlich zur Verfügung stehen – unabhängig davon, dass diese Summe die vollständigen Kosten der Beseitigung möglicherweise nicht decken wird.<sup>47</sup> Einige Betreiber stecken in wirtschaftlichen Schwierigkeiten, weshalb in der öffentlichen Diskussion hinterfragt wird, ob die Unternehmen auch langfristig ausreichende Mittel für den Rückbau bereitstellen können. So wird darüber nachgedacht, die derzeit wohl noch verfügbaren Rückstellungen in einen öffentlichen Fonds zu überführen, um die bestehenden Mittel zu sichern und deren Abschmelzen durch eine mögliche Zahlungsunfähigkeit der Konzerne in der Zukunft zu vermeiden. Die konkrete Ausgestaltung des Fonds ist umstritten. Die Betreiber möchten bei Einzahlung der Rückstellungen von allen weiteren Forderungen, die in Zukunft im Kontext mit den Folgen der Atomkraftnutzung in Deutschland entstehen, befreit werden. Das bedeutet, dass alle Kosten, die nicht aus den 36 Mrd. Euro bedient werden können, vom Steuerzahler getragen werden müssten. Um die damit verbundenen Zusatzbelastungen zu vermeiden, wird ebenso eine Überführung der Rückstellungen in einen öffentlich-rechtlichen Fonds befürwortet, jedoch ein Haftungsausschluss der AKW-Betreiber abgelehnt, schließlich müssten die Verursacher von Kosten auch für deren Deckung aufkommen.

Eine weitere Belastung der Steuerzahler könnte infolge der Klagen der AKW-Betreiber gegen die im Jahr 2011 infolge der Fukushima-Katastrophe veranlasste Abschaltung von acht Atomkraftwerken und den seitens der Bundesregierung beschlossenen Atomausstieg entstehen. Die Konzerne fordern Entschädigungszahlungen aufgrund veränderter Stromproduktion und die dadurch entgangenen Gewinne in Höhe von 15 Mrd. Euro. Außerdem wollen sie sich auch nicht an den Kosten für die weitere Suche nach alternativen Atommülllagern beteiligen, die Bund und Länder beschlossen haben und gehen gegen die Kostenzuweisung in dreistelliger Millionenhöhe gerichtlich vor.<sup>48</sup>

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die Abbildung der Förderkosten im Marktpreis der Atomenergie – wie auch anderer Energieträger – die bisherige Marktverzerrung beenden würde, was eine Vergleichbarkeit im Sinne eines transparenten Wettbewerbs ermöglichen könnte. Die Förderkosten würden in die Rechnung der Stromverbraucher eingepreist, anstatt sie – wie bisher – verdeckt über öffentliche Mittel zu finanzieren.

<sup>46</sup> BMU 2007.

<sup>47</sup> BUND 2014.

<sup>48</sup> Balsler 2014.

## EINSPSEIVERGÜTUNG FÜR NEUE BRITISCHE ATOMKRAFTWERKE?<sup>49</sup>

Selbst ohne die Einpreisung der beschriebenen Subventionen ist Atomenergie heute nicht mehr wettbewerbsfähig. Das zeigt sich an den Plänen der britischen Regierung, für den Bau und Betrieb eines neuen AKW an den Betreiber eine feste Einspeisevergütung zu zahlen. Auch nach über 50 Jahren kommerziellen Betriebs von Atomkraftwerken sind neue AKW ohne staatliche Investitionsgarantien offenbar bis heute noch immer nicht

kostendeckend zu betreiben. Die vorgesehene Einspeisevergütung von umgerechnet 10,9 ct/kWh soll im Gegensatz zum deutschen EEG nicht für 20 Jahre, sondern 35 Jahre gezahlt werden. Da außerdem ein Inflationsausgleich vorgesehen ist, den EEG-Anlagenbetreiber ebenfalls nicht in Anspruch nehmen können, beträgt bei 35 Jahren AKW-Laufzeit die Vergütung 16,2 ct/kWh. Auf 20 Jahre Laufzeit bezogen entspricht die aufgewendete Fördersumme

einer Umlage von 28,4 ct/kWh<sup>50</sup>. Im Vergleich: Eine neue Windkraftanlage in Deutschland erhält nach dem EEG 2014 eine Basiseinspeisevergütung von nur 4,95 Cent pro Kilowattstunde. Daher sind die Pläne britischen Regierung umstritten.

<sup>49</sup> Arzt 2014.

<sup>50</sup> eigene Berechnung.

## 6.4 FÖRDERKOSTEN DER STROMPRODUKTION AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN

Direkte Subventionen für die Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien ergeben sich durch Finanzhilfen von Bund und Ländern wie staatliche Forschungsmittel sowie Förderprogramme zur Markteinführung bestimmter Technologien (z.B. 100.000-Dächer-Programm für Photovoltaik, zinsgünstige Darlehen des Marktanreizprogramms, Bürgschaften). Im Jahr 2012 wurde die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien mit 0,6 Mrd. Euro Finanzhilfen direkt subventioniert (1970 – 2012: 9,5 Mrd. Euro).

Im Gegensatz zu Strom aus Atom- und Kohlekraftwerken erfahren Erneuerbare Energien keine energiesteuerliche Begünstigung, im Gegenteil: Würde der theoretische einheitliche Steuersatz bezogen auf Energiegehalt und CO<sub>2</sub>-Ausstoß (siehe S. 19) angelegt, fiel die Besteuerung im Jahr 2012 mit 1,2 Mrd. Euro zu hoch aus (1970 – 2012: -9,4 Mrd. Euro). Wie bei Atomkraftwerken wird eine Begünstigung durch die Befreiung vom Emissionshandel angenommen. Diese beläuft sich 2012 auf 0,8 Mrd. Euro und auf insgesamt 7,8 Mrd. Euro seit Einführung des Emissionshandels im Jahr 2005 bis 2012.

### DIE FÖRDERUNG DURCH DAS EEG IST KEINE SUBVENTION

Das EEG nimmt eine Sonderrolle ein, da es keine direkte oder indirekte staatliche Subvention im Sinne des EU-Beihilfenrechts oder des Subventionsberichts der Bundesregierung darstellt. Es ist ein haushaltsunabhängiges Förder-

instrument. Öffentliche Haushalte beziehungsweise Steuergelder sind nicht berührt. Die entstehenden Differenzkosten sind als EEG-Umlage verbrauchsgerecht im Endverbraucher-Strompreis bereits internalisiert. Dieser Förderwert des EEG

wird von der FÖS-Studie dennoch als relevante Begünstigung Erneuerbarer Energien berücksichtigt.

Insgesamt wurden Erneuerbare Energien von 1970 bis 2012 mit 53,6 Mrd. Euro unterstützt, was umgerechnet auf die erzeugte Strommenge Kosten von 3,4 Cent pro Kilowattstunde bedeutet. Mit den in den vergangenen Jahren gestiegenen Differenzkosten (Förderwert des EEG) hat sich dieser Wert deutlich erhöht. Da die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien dank Effizienzsteigerungen im Durchschnitt immer günstiger wird und die Einspeisevergütungen des EEG deutlich reduziert werden, sinken mittelfristig auch die Zusatzkosten pro Kilowattstunde wieder.

Im Gegensatz zu den oben beschriebenen Kosten von Kohle- und Atomstrom ist der größte Teil der Förderkosten bereits vom Stromverbraucher bezahlt worden. Denn die EEG-Umlage ist im Endverbraucher-Strompreis inbegriffen und wird direkt bezahlt, während bei den übrigen Energieträgern die Zusatzkosten nicht in der Stromrechnung enthalten sind. Die Förderkosten der Erneuerbaren Energien werden größtenteils verbrauchsabhängig und transparent weitergegeben. Es gibt keine „versteckten Kosten“. Die öffentlichen Haushalte werden nicht belastet.

## Förderkosten im Vergleich

	im Jahr 2012	Zeitraum 1970 - 2020
<b>Steinkohle</b>		
- Direkte Subventionen (Finanzhilfen)	1,1 Mrd. Euro	112,1 Mrd. Euro
- Indirekte Subventionen (Steuerbegünstigungen)	1,0 Mrd. Euro	57,0 Mrd. Euro
- Begünstigung im CO <sub>2</sub> -Emissionshandel	0,4 Mrd. Euro	8,2 Mrd. Euro
<b>Summe</b>	<b>2,5 Mrd. Euro</b>	<b>169,1 Mrd. Euro</b>
Würde die Summe der Förderkosten auf die Gesamtheit des erzeugten Stroms aus Steinkohlekraftwerken umgelegt, stiegen die Kosten einer Kilowattstunde Steinkohlestrom um ...	2,3 Cent	3,3 Cent
<b>Braunkohle</b>		
- Direkte Subventionen (Finanzhilfen)	0,01 Mrd. Euro	0,08 Mrd. Euro
- Indirekte Subventionen (Steuerbegünstigungen)	1,3 Mrd. Euro	51,4 Mrd. Euro
- Begünstigung im CO <sub>2</sub> -Emissionshandel	0,6 Mrd. Euro	13,2 Mrd. Euro
<b>Summe</b>	<b>1,9 Mrd. Euro</b>	<b>64,7 Mrd. Euro</b>
Würde die Summe der Förderkosten auf die Gesamtheit des erzeugten Stroms aus Braunkohlekraftwerken umgelegt, stiegen die Kosten einer Kilowattstunde Braunkohlestrom um ...	1,4 Cent	1,3 Cent
<b>Atomkraft</b>		
- Direkte Subventionen (Finanzhilfen)	1,0 Mrd. Euro	54,8 Mrd. Euro
- Indirekte Subventionen (Steuerbegünstigungen)	1,0 Mrd. Euro	48,4 Mrd. Euro
- Förderwertsteuerfreie Rückstellungen	4,0 Mrd. Euro	72,3 Mrd. Euro
- Begünstigung im CO <sub>2</sub> -Emissionshandel	0,5 Mrd. Euro	11,6 Mrd. Euro
<b>Summe (abzüglich Merit Order-Effekt)</b>	<b>6,5 Mrd. Euro</b>	<b>187,1 Mrd. Euro</b>
Würde die Summe der Förderkosten auf die Gesamtheit des erzeugten Stroms aus Erneuerbaren Energien umgelegt, stiegen die Kosten einer Kilowattstunde erneuerbarem Strom um ...	6,5 Cent	4,0 Cent
<b>Erneuerbare Energien</b>		
- Direkte Subventionen (Finanzhilfen)	0,6 Mrd. Euro	9,5 Mrd. Euro
- Indirekte Subventionen (Steuerbegünstigungen)	-1,2 Mrd. Euro	-9,2 Mrd. Euro
- Förderwert EEG	13,0 Mrd. Euro	68,5 Mrd. Euro
- Begünstigung im CO <sub>2</sub> -Emissionshandel	1,0 Mrd. Euro	7,8 Mrd. Euro
<b>Summe</b>	<b>10,4 Mrd. Euro</b>	<b>53,6 Mrd. Euro</b>
Würde die Summe der Förderkosten auf die Gesamtheit des erzeugten Stroms aus Atomkraftwerken umgelegt, stiegen die Kosten einer Kilowattstunde Atomstrom um ...	7,3 Cent <sup>51</sup>	3,4 Cent

Quelle: FÖS 2012

Die Übersicht fasst die Ergebnisse der FÖS-Studie zusammen. Die jeweils in Euro-Beträgen angegebene Summe der Zusatzkosten im Jahr 2012 bzw. für den Zeitraum 1970 – 2012 bezieht sich auf die direkten und indirekten Subventionen, die der Stromerzeugung aus den verschiedenen Energieträgern zugeordnet werden. Eine ganz eindeutige Zuordnung ist nicht möglich, da z.B. mit dem Abbau des Energieträgers Steinkohle indirekt sowohl die Strom- als auch

<sup>51</sup> Dieser Wert ist nicht mit der EEG-Umlage zu verwechseln. Werden die 2012 angefallenen Förderkosten der Erneuerbaren Energien auf die 2012 im Rahmen des EEG erzeugte Strommenge von 118,3 Mrd. kWh verteilt, ergeben sich Förderkosten von 7,3 ct/kWh. Die EEG-Umlage von 6,17 ct/kWh im Jahr 2015 ergibt sich aus der Verteilung der EEG-Gesamtkosten (Differenzkosten zuzüglich Vermarktungskosten und Liquiditätsreserve sowie Verrechnung des Kontostandes des Vorjahres auf den Stromverbrauch der nicht-privilegierten Endverbraucher unter Berücksichtigung der anteiligen Umlagebeteiligung der privilegierten Großverbraucher.



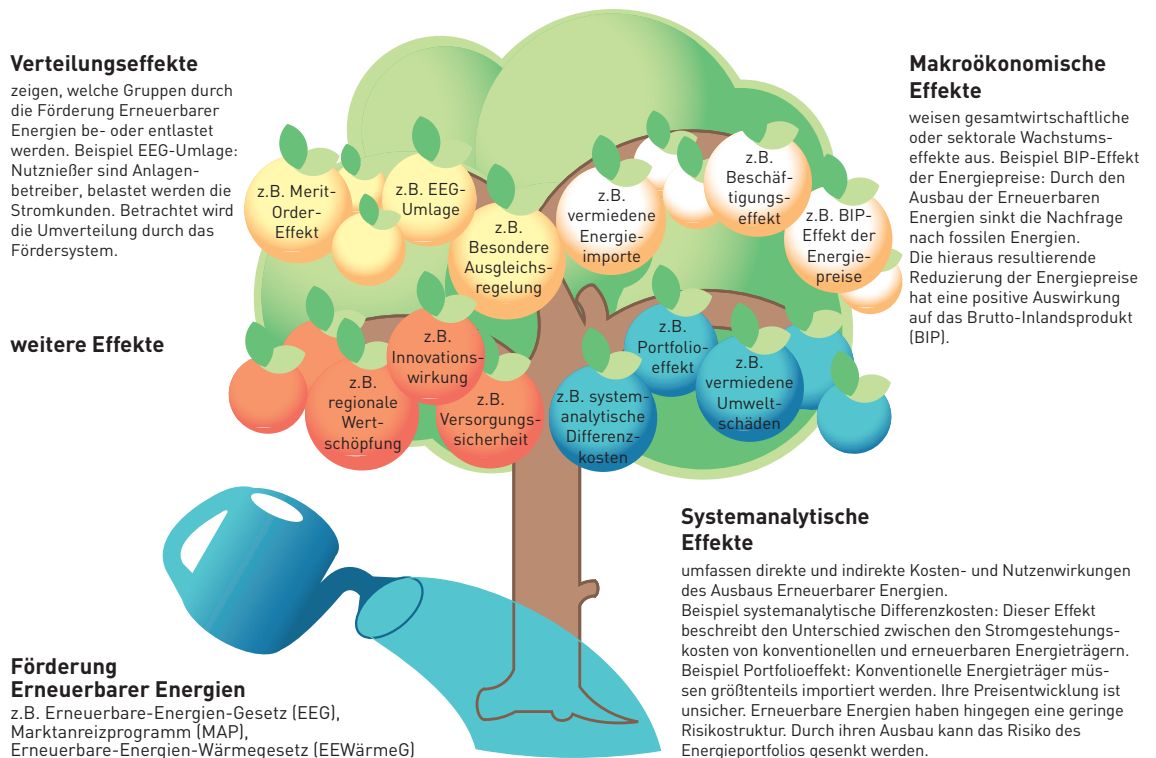
die Wärmeerzeugung subventioniert wird. So betrug die Gesamtförderung der Steinkohle zwischen 1970 und 2012 insgesamt 311,2 Mrd. Euro. Aus deren Verbrauch bei der Stromerzeugung im Verhältnis zum Gesamtverbrauch wurde ermittelt, dass 169,1 Mrd. Euro Subventionen der Stromerzeugung zu Gute kamen, der Wärmeerzeugung anteilig 142,1 Mrd. Euro. Die Zusatzkosten in Cent je Kilowattstunde wurden dann durch das Verhältnis von Förderung und Gesamtstromproduktion ermittelt. Obwohl keine Subvention, ist der Förderwert des EEG hier inbegriffen. Werden nur die direkten staatlichen Subventionen für Strom aus Erneuerbaren Energien betrachtet, d.h. ohne den Förderwert des EEG, ergibt sich 2012 ein Förderaufschlag von nur 0,005 Cent je Kilowattstunde. Die bis 2012 gezahlten direkten staatlichen Subventionen für Erneuerbare Energien betragen nicht einmal ein Zehntel der direkten Subventionen zugunsten der Steinkohle.

## 7 ERNEUERBARE ENERGIEN SIND VOLKSWIRTSCHAFTLICH EIN GEWINN

Auf den ersten Blick scheinen Erneuerbare Energien ein „teures Vergnügen“ zu sein, das den Strompreis für Endverbraucher und Industrie steigen lässt. Doch eine differenzierte Analyse der Preisbildung an den Strommärkten zeigt, dass erneuerbarer Strom schon heute als Preisdämpfer an den Strombörsen wirkt, dass er teure fossile Kraftwerke überflüssig macht und nicht zuletzt für mehr Wettbewerb sorgt. Es waren bisher überwiegend Privathaushalte, Landwirte, kleine und mittelständische Unternehmen und Stadtwerke, die in Erneuerbare-Energien-Anlagen investiert haben. Damit konnte mehr Anbietervielfalt an den Strommärkten geschaffen werden. Das bisher preisbestimmende Oligopol wurde unter anderem durch die gestiegene erneuerbare Stromerzeugung unter Druck gesetzt.

### Ökonomische Effekte des Ausbaus Erneuerbarer Energien

Erneuerbare Energien bewirken verschiedene Effekte, die wissenschaftlich drei Hauptgruppen zuzuordnen sind. Aus methodischen Gründen können quantitative Vergleiche nur innerhalb einer Gruppe stattfinden.



Quelle: eigene Darstellung

Schon heute erwirtschaften Erneuerbare Energien – trotz der in den vergangenen Jahren deutlich gestiegenen EEG-Umlage – unter dem Strich ein klares Plus für die Volkswirtschaft: Im Jahr 2013 sparten Erneuerbare Energien im Stromsektor 107,6 Mio. t Treibhausgase ein, im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor insgesamt 148 Mio. t. Damit wurden externe Kosten wie Klima- und Umweltschäden in Höhe von 9,7 Mrd. Euro vermieden. Dank Erneuerbarer Energien wird Deutschland zudem unabhängiger von Kohle, Erdgas und Erdöl: Im Jahr 2013 vermieden Erneuerbare Energien im Stromsektor fossile Brennstoffimporte in Höhe von 3,8 Mrd. Euro.<sup>52</sup>

Die positiven ökonomischen Effekte zeigen sich auch in der hohen Beschäftigtenzahl der Erneuerbare-Energien-Branche, die von 66.600 im Jahr 2009 auf 371.400 im Jahr 2013 anstieg.<sup>53</sup> Das Institut für ökologische Wirtschaftsforschung ermittelte im Zusammenhang mit Bau und Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen im Jahr 2012 eine kommunale Wertschöpfung in Form von Unternehmensgewinnen, Einkommen und kommunalen Steuereinnahmen in Höhe von insgesamt 11 Mrd. Euro.

Die Finanzierung Erneuerbarer Energien macht sich somit vielfach bezahlt. Sie vermeidet die negativen Folgen eines Verharrens auf den fossil-atomaren Quellen der Energieversorgung. Endverbraucher würde eine Verzögerung beim Umstieg auf eine erneuerbare Energieversorgung mittel- und langfristig teuer zu stehen kommen. Gleichzeitig sind bei einer Vielzahl von gesellschaftlichen Akteuren bereits regional breit gestreute, positive ökonomische Effekte festzustellen, die weder von vorhandenen noch von neuen fossilen Großkraftwerken zu erwarten wären.

Noch kommen aber die volkswirtschaftlichen Kostenvorteile der erneuerbaren Stromerzeugung den Verbrauchern nicht direkt zugute. Schuld daran sind allerdings nicht die erneuerbaren Energietechnologien, sondern die Rahmenbedingungen der Energiemärkte, welche aus einer Zeit stammen, in der zentrale Großkraftwerke dominierten. Unter diesen Bedingungen gefährdet die überproportionale Belastung der privaten Endverbraucher und kleinen Unternehmen, auf die eine Hauptlast der EEG-Kosten umgewälzt wird, die Akzeptanz der Erneuerbaren Energien. Darüber hinaus stellt sie eine Wettbewerbsverzerrung zu Lasten kleiner und mittelständischer Unternehmen gegenüber den privilegierten Großverbrauchern dar. Darum wäre nicht nur hinsichtlich der Klima- und Umweltschäden eine gerechte Kostendiskussion notwendig.

<sup>52</sup> Fraunhofer ISI/DIW/GWS/IZES 2014.

<sup>53</sup> DLR/DIW/ZSW/GWS/Prognos 2013.

## GLOSSAR

### **Baseload**

siehe **Grundlast**

### **CO2-Emissionsrechte/CO2-Zertifikate, CO2-Emissionshandel**

Der Emissionshandel ist ein marktwirtschaftlich orientiertes Klimaschutzinstrument, welches 2005 in der Europäischen Union eingeführt wurde, um die Industrie und Energiewirtschaft zu veranlassen, Maßnahmen zu ergreifen, ihren Ausstoß klimaschädlicher Gase zu reduzieren. Dabei wird zunächst staatlich eine Obergrenze für den gesamten CO<sub>2</sub>-Ausstoß festgelegt. Daraus ergibt sich eine bestimmte Menge an CO<sub>2</sub>-Zertifikaten. Diese werden Kraftwerksbetreibern und Industriebetrieben zugeteilt und berechtigen die Unternehmen, eine bestimmte Menge an Treibhausgasen auszustoßen. Überschreitet ein Emittent das Kontingent seiner Verschmutzungsrechte, muss er weitere Zertifikate erwerben oder in Emissionsreduktionsmaßnahmen investieren. Gleichzeitig können Unternehmen, die ihren Ausstoß besonders stark senken, die nicht benötigten Zertifikate veräußern und so ihre Einnahmen erhöhen. Auf diese Weise sollen CO<sub>2</sub>-Minderungspotenziale möglichst kosteneffizient erschlossen und die durch den CO<sub>2</sub>-Ausstoß entstehenden externen Kosten, wie etwa Umweltschäden, (teilweise) internalisiert und die Volkswirtschaft entlastet werden. Sind die Zertifikatmengen zu groß bzw. die Reduktionsziele zu schwach, kann der Emissionshandel keine Wirkung entfalten.

### **Day-Ahead-Handel**

siehe **Spotmarkt**

### **Direktvermarktung**

Der Begriff Direktvermarktung im Sinne des EEG bezeichnet den Verkauf erzeugten Stroms aus einer Erneuerbaren-Energien-Anlage durch den Betreiber an einen von ihm ausgewählten Abnehmer. Dies kann z.B. ein lokaler Betrieb oder auch ein Stromhändler sein. Eine Vermarktung des produzierten Stroms kann aber ebenso an der Strombörse erfolgen. Der Stromhändler versucht dann, den erneuerbaren Strom möglichst zu Zeiten hoher Börsenstrompreise zu verkaufen. Da die Strombörsenpreise im Durchschnitt meistens deutlich unter den im EEG festgelegten kostendeckenden Einspeisevergütungen liegen, erhalten Anlagenbetreiber zusätzlich die Differenz zwischen dem monatlichen Mittelwert EPEX Spot und ihrer anlagenspezifischen gesetzlichen Vergütung. Diese so genannte gleitende Marktprämie wird weiterhin über die EEG-Umlage finanziert. Ein Anreiz zum Einstieg in die Direktvermarktung besteht durch die Möglichkeit, im Vergleich zum monatlichen Mittelwert des Börsenstrompreises höhere Erlöse zu erzielen. Außerdem ergeben sich durch eine Managementprämie und den Einstieg in den Regelenergiemarkt zusätzliche Einnahmemöglichkeiten.

**Eigenstromverbrauch/Eigenverbrauch**

Als Eigenstromverbrauch wird der Stromverbrauch verstanden, der von einem Verbraucher aus eigenen Erzeugungsanlagen – und nicht von einem Dritten – befriedigt wird. Der selbst produzierte Strom wird vor Ort bzw. in eigenen Stromleitungen verbraucht und somit nicht in das öffentliche Stromnetz eingespeist. So verfügen beispielsweise Industriebetriebe mit einem hohen Elektrizitätsverbrauch zum Teil über eigene Kraftwerke, die ihren eigenen Strombedarf zumindest partiell decken. Aber auch Privatpersonen, die auf ihren Hausdächern Solarstrom produzieren, können diesen zum Teil direkt zum Betrieb von Haushaltsgeräten verbrauchen. Eigenstromverbrauch wird bei Anlagen, die nach Inkrafttreten der EEG-Novelle im August 2014 in Betrieb genommen werden, anteilig mit der EEG-Umlage belastet.

**Emissionshandel**

siehe **CO<sub>2</sub>-Emissionshandel**

**EPEX Spot**

siehe **Spotmarkt**

**Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)**

Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wird durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert. Jeder Anlagenbesitzer erhält - je nach Technologieart und Jahr der Inbetriebnahme - für den Zeitraum von 20 Jahren eine feste Vergütung für jede produzierte Kilowattstunde (kWh) Strom. Die Vergütungen für Strom aus Wind-, Solar- und Bioenergie sowie Wasserkraft und Geothermie unterscheiden sich in ihrer Höhe. Auch innerhalb der Technologiearten gibt es Unterschiede. So ist die EEG-Vergütung von Photovoltaik-Anlagen abhängig von der Größe der Anlage, die der Windenergie ist abhängig vom Standort der Anlage. Die Vergütung des regenerativen Stroms ist auch abhängig davon, in welchem Jahr die Anlage installiert wurde, da die Vergütungssätze für Neuanlagen meist degressiv gestaltet sind. Die Differenz zwischen der Gesamtsumme der bundesweiten EEG-Vergütungen und dem Erlös für den erneuerbaren Strom an der Strombörse wird als EEG-Umlage auf den Strompreis umgelegt.

**Grenzkosten, Grenzkraftwerk**

Die Grenzkosten sind die variablen Kosten, die mit der Erzeugung einer zusätzlichen Strommenge für die Deckung des Bedarfs zu einem bestimmten Zeitpunkt verbunden sind. Unter idealtypischen Bedingungen richtet sich der an der Strombörse ermittelte Marktpreis nach den Grenzkosten des letzten (teuersten) Kraftwerks, das zur Deckung der Nachfrage gerade noch benötigt wird. Dieses Kraftwerk wird als Grenzkraftwerk bezeichnet. Es bestimmt die Einsatzreihenfolge (Merit Order) und gleichzeitig den für alle Kraftwerke zu einem bestimmten Zeitpunkt einheitlichen Börsenstrompreis.

### **Grundlast (Baseload)**

Die Grundlast ist von der Mittel- und Spitzenlast zu unterscheiden. Sie bezeichnet in der Stromversorgung die Leistung, die konstant rund um die Uhr nachgefragt wird. Im Gegensatz dazu beschreiben die Begriffe Mittel- und Spitzenlast den höheren Strombedarf am Tag. Die Grundlast wird von Kraftwerken gedeckt, die aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen möglichst kontinuierlich arbeiten. Zu den Grundlastkraftwerken gehören vor allem Atomkraftwerke und Braunkohlekraftwerke. Typische Mittellastkraftwerke sind Steinkohlekraftwerke. Im Stromhandel bezeichnet der Handel von Baseload-Blöcken eine über 24 Stunden konstante Stromlieferung zur Abdeckung der Grundlast. Mit zunehmendem Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung nimmt der Bedarf an klassischen Grundlastkraftwerken, die durchgehend Strom produzieren, stark ab. Es geht künftig nicht mehr darum, eine fixe Grundlast abzudecken, sondern Sonne und Wind flexibel und zuverlässig zu ergänzen, um den Strombedarf zu decken. Da Sonne, Wind, Biomasse und Wasserkraft sich ergänzen können, sind auch die Erneuerbaren Energien in der Kombination „grundlastfähig“, bzw. können bedarfsgerecht Strom bereitstellen.

### **Intraday-Handel**

siehe **Spotmarkt**

### **Liquiditätsreserve**

Um bei Auszahlungen von EEG-Einspeisevergütungen einen negativen EEG-Kontostand zu vermeiden und Zinskosten einzusparen, führte die 2012 in Kraft getretene EEG-Novelle die Liquiditätsreserve als Puffer ein. Die Liquiditätsreserve darf maximal 10 Prozent der verbleibenden Differenz zwischen Einnahmen und Ausgaben des EEG-Kontos betragen. 2013 wurde die Liquiditätsreserve erstmals vollständig ausgeschöpft, während das EEG-Konto im Herbst 2014 mit einem Einnahmeüberschuss schließen kann.

### **Merit-Order, Merit-Order Effekt**

Als Merit Order wird die Einsatzreihenfolge von Kraftwerken bezeichnet, die sich an der Strombörse ergibt. Die Abfolge richtet sich nach den Kosten, zu denen das jeweilige Kraftwerk Strom erzeugen und vermarkten kann, d.h. zuerst kommen die Kraftwerke mit den niedrigsten Stromerzeugungskosten zum Einsatz und am Schluss die teuersten. Aufgrund der Abnahmepflicht für Strom aus Erneuerbaren Energien im Rahmen des EEG kommen diese Strommengen vorrangig zum Zuge. Dies wirkt sich an der Strombörse wie eine Absenkung der Stromnachfrage aus und senkt den Börsenstrompreis, da zunehmend die Stromerzeugung aus teureren konventionellen Kraftwerken verdrängt wird. Abgesehen von der Vorrangregelung wirkt sich die Stromerzeugung aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen auch dadurch preissenkend aus, dass die Erzeugung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen mit sehr niedrigen Grenzkosten verbunden ist, da keine Brennstoffe benötigt werden.

Dieser Preis senkende Effekt der Erneuerbaren Energien auf den Strompreis wird Merit-Order Effekt genannt. Er reduziert die Einnahmen der Stromerzeuger und senkt die Kosten für Stromlieferanten und auch die Verbraucher, soweit die Lieferanten die Einsparungen weiterreichen.

### **Over the Counter, OTC-Handel**

Der OTC-Handel ("Over the Counter") umfasst den außerbörslichen Stromgroßhandel. Bei diesem direkten Handel zwischen Stromerzeuger und Abnehmer wird wie an der Strombörse unterschieden nach Spotmarkt und Terminmarkt, wobei der Spotmarkt Handelsabschlüsse mit einem Erfüllungszeitraum von unter bzw. beim der Terminmarkt über einer Woche umfasst. Der an der Strombörse ermittelte Preis ist ein wichtiger Orientierungspunkt für den OTC-Handel.

### **Peakload**

siehe **Spitzenlast**

### **Phelix, Phelix Day Base, Phelix Day Peak**

Phelix steht für „Physical Electricity Index“ und bildet den Referenzpreis für Strom in Deutschland und Österreich ab. Der „Base“-Wert ist dabei der Referenzpreis für Stromlieferungen zwischen 0 und 24 Uhr zur Deckung der Grundlast. Er entspricht dem Durchschnittspreis der einzelnen Stunden. Der „Peak“-Wert stellt den Stromdurchschnittspreis der einzelnen Stunden zwischen 9 und 20 Uhr, dem Zeitraum der größten Stromnachfrage (Spitzenlast), dar.

### **Phelix Futures**

siehe **Terminmarkt**

### **Regelenergie**

Regelenergie ist Energie, die für den kurzfristigen Ausgleich von Schwankungen in Erzeugung und Verbrauch von Strom bereitgehalten wird, damit zu jedem Zeitpunkt exakt so viel Strom ins Netz eingespeist, wie verbraucht wird. Nur so kann die Netzfrequenz stabil gehalten und ein Stromausfall verhindert werden. Regelenergie wird an den Regelenergiemärkten der Strombörse gehandelt. Dabei unterscheidet der Markt positive und negative Regelenergie, je nachdem, ob es einen Mangel bzw. Überschuss an Leistung gibt im Vergleich zur prognostizierten Stromversorgung. Bei Bedarf an positiver Regelenergie wird kurzfristig zusätzliche Kraftwerksleistung zur Verfügung gestellt. Als Regelkraftwerke werden Dampfturbinen-, Speicherwasser-, Pumpspeicher- und Gasturbinenkraftwerke eingesetzt, die entweder im Teillastbetrieb operieren oder im Bedarfsfall gestartet werden. Negative Regelenergie ist nötig, wenn überschüssiger Strom vorhanden ist. Das kommt vor, wenn die Stromnachfrage unerwartet gering ausfällt oder die Sonneneinstrahlung oder das Windaufkommen höher ausfällt als prognostiziert. Negative Regelenergie kann aus Anlagen mit großer elektrischer Leistung

bestehen, die als zusätzliche Verbraucher zugeschaltet werden, um den Überschussstrom aufzufangen (z.B. Pumpspeicherkraftwerke oder andere Stromspeicher). Prinzipiell ist auch eine Bereitstellung negativer Regelenergieleistung zum Beispiel durch das Abschalten von Windparks möglich. Die verschiedenen Arten der Regelenergie (Primär-, Sekundär-, und Minutenreserve) werden hinsichtlich der Aktivierungs- und Änderungsgeschwindigkeit zur Strombereitstellung bzw. zum Stromverbrauch unterschieden.

### **Spitzenlast (Peakload)**

Auf dem Strommarkt werden Grundlast (Baseload) und Spitzenlast (Peakload) unterschieden. Die Begriffe spiegeln hier das Verbrauchsverhalten. Der Handel von Baseload-Blöcken bedeutet eine über 24 Stunden konstante Stromlieferung zur Abdeckung der Grundlast. Peakload betrifft die Stromlieferung über 12 Stunden zwischen 8 und 20 Uhr. Darüber hinaus gibt es noch Einzelstundenkontrakte, um den tatsächlichen Lastverlauf genauer abzubilden. Energietechnisch bezeichnet Spitzenlast eine besonders hohe Energienachfrage, die nur an wenigen Stunden am Tag auftritt. Bei der Stromversorgung werden diese Spitzen in der Lastkurve durch Spitzenlastkraftwerke (Erdgas- oder Pumpspeicherkraftwerke) abgedeckt. Sie sind schnell regelbar und zeichnen sich durch höhere Stromgestehungskosten aus als Grundlastkraftwerke. Im Prinzip können viele Bioenergieanlagen ebenfalls als Spitzenlastkraftwerke eingesetzt werden.

### **Spotmarkt, Terminmarkt**

Strom wird, wie andere Güter auch, über kurz- oder langfristige Lieferverträge gehandelt. Kurzfristige Handelsgeschäfte werden an der Börse über den Spotmarkt abgewickelt. Dabei ist zwischen dem Intraday-Handel und dem Day-Ahead-Handel zu unterscheiden. Ersterer bezeichnet sehr kurzfristige Verträge zwischen einem Stromanbieter und einem Stromabnehmer, bei dem die Lieferung nur wenige Stunden nach Vertragsschluss bzw. Zuschlag erfolgt. Über den Day-Ahead-Handel wird am Spotmarkt die größere absolute Strommenge, so auch die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien, gehandelt. Hier werden Geschäfte für eine Lieferung am folgenden Tag abgeschlossen. Erfolgt der Stromhandel über die Börse EEX für die Liefergebiete Deutschland und Österreich, so wird der Spotmarkt als EPEX Spot bezeichnet.

### **Strombeschaffungskosten**

Als Strombeschaffungskosten werden die Aufwendungen bezeichnet, die ein Energieversorgungsunternehmen, ein Stromhändler oder ein sonstiges Unternehmen aufbringen muss, um von der Strombörse oder außerbörslich („Over the Counter“-Handel) eine gewünschte Menge Strom zu beziehen. Üblicherweise orientieren sich die Preise pro Kilowattstunde an denen der Strombörse. Wird aber seitens des Stromkäufers eine Lieferung



bestimmten Stroms, wie z.B. solchem aus Erneuerbaren Quellen, bevorzugt, so können die Preise ggf. auch über dem üblichen Börsenpreis liegen.

### **Strombörse**

Zentraler Marktplatz, an dem zeitlich abgegrenzte Strommengen gehandelt werden. Der Handel funktioniert ähnlich wie an Wertpapierbörsen nach dem Auktionsverfahren, mit dem Unterschied, dass der Handel an die technischen Gegebenheiten des Stroms und des Marktes angepasst ist. Dabei spielt die zeitliche Verfügbarkeit des Stroms eine entscheidende Rolle. Um zu jedem Zeitpunkt die Deckung der jeweiligen Stromnachfrage zu gewährleisten, gibt es verschiedene Teilmärkte. Im Zuge der Liberalisierung des Strommarktes nimmt der Stromhandel an der Börse eine wachsende Bedeutung ein. Seit 2002 hat die deutsche Strombörse European Energy Exchange (EEX) ihren Sitz in Leipzig. Hier werden ausschließlich die Produkte des Terminmarktes gehandelt. Der Spotmarkt spielt sich an der Strombörse EPEX SPOT in Paris ab. Der Marktpreis, der am Ende für die gesamte an der Börse verkaufte Strommenge gilt, richtet sich nach dem teuersten Gebot, das gerade noch zum Zuge kommt, um die Nachfrage zu befriedigen, den Grenzkosten des Grenzkraftwerks. Der an der Strombörse ermittelte Preis ist auch ein wichtiger Orientierungspunkt für außerbörslich abgewickelte Stromgeschäfte, den OTC- („Over the Counter“-)Handel.

### **Stromgestehungskosten, Stromerzeugungskosten**

Gestehungskosten im Allgemeinen sind die Kosten für die Herstellung eines Gutes. Diese umfassen die Materialkosten sowie die Fertigungskosten. Die Kosten für Transport und Vertrieb werden nicht hinzugerechnet. Stromerzeugungskosten oder Stromgestehungskosten sind die Kosten, die für die Umwandlung eines Energieträgers in elektrischen Strom aufgewendet werden müssen. Sie bestehen im Wesentlichen aus den Materialkosten wie dem Brennstoff und den Fertigungskosten, die beispielsweise die Investitionskosten für ein Kraftwerk und dessen Betrieb umfassen. Sie werden in der Regel in Euro je Megawattstunde oder Cent je Kilowattstunde angegeben. Die Einspeisevergütung des EEGs orientiert sich ebenfalls an den Stromgestehungskosten, d.h. an den Kosten, die dem Anlagenbetreiber beispielsweise einer Photovoltaik- oder Windenergieanlage entstehen.

### **Terminmarkt**

Langfristige Lieferverträge an der Strombörse EEX, bei denen zwischen Vertragsschluss und Lieferung auch mehrere Jahre liegen können, werden über den Terminmarkt abgewickelt. Der Terminmarkt ist zu unterscheiden von den kurzfristigen Verträgen des Intraday- und Day-Ahead-Handels am Spotmarkt. Erfolgt der Stromhandel über die Börse EEX für die Liefergebiete Deutschland und Österreich, so wird der Terminmarkt als Phelix Futures bezeichnet.

## LITERATURVERZEICHNIS

- Agentur für Erneuerbare Energien (AEE): Erneuerbare Energien im Strommarkt - Neue Anforderungen an das Marktdesign im Zuge der Energiewende. Renew's Kompakt, Dezember 2013 <http://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/hintergrundpapiere/erneuerbare-energien-im-strommarkt>
- Agora Energiewende: Erneuerbare Energien erstmals wichtigste Stromquelle, 1. Oktober 2014 <http://www.agora-energiewende.de/themen/die-energiewende/detailansicht/article/erneuerbare-energien-erstmals-wichtigste-stromquelle>
- Agora Energiewende: Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen. Berlin, Juni 2014 [http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Negative\\_Strompreise/Agora\\_NegativeStrompreise\\_Web.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Negative_Strompreise/Agora_NegativeStrompreise_Web.pdf)
- Arzt, Ingo: Eines der teuersten Kraftwerke der Welt. In: Die Tageszeitung, 2. Oktober 2014 <http://www.taz.de/1/archiv/digitaz/artikel/?ressort=a2&dig=2014%2F10%2F02%2Fa0091&cHash=a656797c313aa7dc72d8407b0a00de3a>
- Balser, Markus: Kettenreaktion vor Gericht. In: Süddeutsche Zeitung, 2. Oktober 2014 <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/klagen-wegen-atomausstieg-kettenreaktion-vor-gericht-1.2155833>
- Bundesministerium der Finanzen (BMF): Bundeshaushalt 2013. Einnahmen aus der Kernbrennstoffsteuer 2013, September 2014 <http://www.bundeshaushalt-info.de/startseite/#/2014/soll/einnahmen/funktion/600104101.html>
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Jahresbericht 2011 zu Forschungsförderung. Berlin, März 2012.
- BMU: Kosten und Nutzen des Ausbaus der erneuerbaren Energien. Berlin, April 2011 [http://www.bmub.bund.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/flyer\\_ee\\_kosten\\_nutzen\\_bf.pdf](http://www.bmub.bund.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/flyer_ee_kosten_nutzen_bf.pdf)
- BMU: Kurz-Überblick zum Forschungsvorhaben des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW): „Bestandsaufnahme und methodische Bewertung vorliegender Ansätze zur Quantifizierung der Förderung erneuerbarer Energien im Vergleich zur Förderung der Atomenergie in Deutschland“. Berlin, Juli 2007.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Häufig gestellte Fragen zur EEG-Reform. Berlin, Juni 2014 <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-reform.html>
- BMWi: Zweiter Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“. Berlin, März 2014 <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/zweiter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- BMWi: Antwort auf eine Kleine Anfrage der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen, BT-Druck-

sache 18/165, Dezember 2013 <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/001/1800165.pdf>

Bundesnetzagentur (BNetzA): Beschluss wegen der Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreis-Abrechnungssystems. Az BK6-12-024, 25. Oktober 2012 [http://www.transnetbw.de/downloads/strommarkt/bilanzkreismanagement/BK6-12-024\\_Beschluss\\_2012\\_10\\_25.pdf](http://www.transnetbw.de/downloads/strommarkt/bilanzkreismanagement/BK6-12-024_Beschluss_2012_10_25.pdf)

BNetzA: Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12. Bonn, Mai 2012 [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte\\_Fallanalysen/Bericht\\_1.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Bericht_1.pdf?__blob=publicationFile&v=1)

BNetzA/Bundeskartellamt (BKartA): Monitoringbericht 2013. Bonn, Dezember 2013 [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217\\_Monitoringbericht2013.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=15](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf?__blob=publicationFile&v=15)

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): Aktuelle Daten der Elektrizitätswirtschaft. Berlin, Oktober 2014 [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/44EEFAF79EF910F4C1257D6C0034AFF8/\\$file/1409\\_Energiewirtschaftliches%20Datenblatt\\_Sep-tember%202014\\_kommentiert.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/44EEFAF79EF910F4C1257D6C0034AFF8/$file/1409_Energiewirtschaftliches%20Datenblatt_Sep-tember%202014_kommentiert.pdf)

BDEW: BDEW-Strompreisanalyse Haushalte und Industrie. Berlin, Juni 2014 <http://bdew.de/internet.nsf/id/20140702-pi-steuern-und-abgaben-am-strompreis-steigen->

[weiter-de/\\$file/140702%20BDEW%20Strompreisanalyse%202014%20Chartsatz.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140702-pi-steuern-und-abgaben-am-strompreis-steigen-weiter-de/$file/140702%20BDEW%20Strompreisanalyse%202014%20Chartsatz.pdf)

BDEW: Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken 2014. Berlin, Februar 2014 [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/83C963F43062D3B9C1257C89003153BF/\\$file/Energie-Info\\_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG%20%282014%29\\_24.02.2014\\_final\\_Journalisten.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/83C963F43062D3B9C1257C89003153BF/$file/Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG%20%282014%29_24.02.2014_final_Journalisten.pdf)

Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE): BEE-Hintergrundpapier zur EEG-Umlage 2015-2017. Bestandteile, Entwicklung und voraussichtliche Höhe. Stand: 15. Oktober 2014 [http://www.bee-ev.de/Publikationen/20141015\\_BEE\\_Hintergrund\\_EEG-Umlage-2015.pdf](http://www.bee-ev.de/Publikationen/20141015_BEE_Hintergrund_EEG-Umlage-2015.pdf)

Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND): Atomrückstellungen für Stilllegung, Rückbau und Entsorgung. Berlin, September 2014 [http://www.bund.net/fileadmin/bundnet/pdfs/atomkraft/140917\\_bund\\_atomkraft\\_atomrueckstellungen\\_studie.pdf](http://www.bund.net/fileadmin/bundnet/pdfs/atomkraft/140917_bund_atomkraft_atomrueckstellungen_studie.pdf)

Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung (DGUV): 20 Jahre Zentrale Betreuungsstelle Wismut, 27. April 2012 [http://www.dguv.de/de/Presse-Aktuelles/Pressearchiv/2012/2.-Quartal/Pressemitteilung\\_21654.jsp](http://www.dguv.de/de/Presse-Aktuelles/Pressearchiv/2012/2.-Quartal/Pressemitteilung_21654.jsp)

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW): Abschlussbericht zum Vorhaben: „Fachgespräch zur Bestandsaufnahme und methodischen Bewertung vorliegender Ansätze zur Quantifizierung der Förderung erneuerbarer Energien im Vergleich zur Förderung der Atomenergie in Deutschland“

im Auftrag des BMU. Berlin, Mai 2007 <http://buchwald-b.de/downloads/gutachtendiwfrontal21.pdf>

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)/DIW/Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)/Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung (GWS)/Prognos: Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2013. Eine erste Abschätzung. Stuttgart/Berlin/Osnabrück/Basel, Mai 2013 <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/B/bericht-zur-bruttobeschaeftigung-durch-erneuerbare-energien-jahr-2013,property%3Dpdf,bereich%3Dbmwi2012,sprache%3Dde,rwb%3Dtrue.pdf>

DLR/Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)/Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global „Leitstudie 2010“. Datenanhang II. Stuttgart/Kassel/Teltow, Dezember 2010 [http://www.fvee.de/fileadmin/politik/bmu\\_leitstudie2010.pdf](http://www.fvee.de/fileadmin/politik/bmu_leitstudie2010.pdf)

Energy Brainpool: Zusammenhang von Strombörsenpreisen und Endkundenpreisen. Berlin, März 2013 [http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Agora\\_Studie\\_Stromboersen-Endkundenpreise\\_EnergyBrainpool\\_V1-1-28032013.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Agora_Studie_Stromboersen-Endkundenpreise_EnergyBrainpool_V1-1-28032013.pdf)

Finanzgericht Hamburg: Vorläufiger Rechtsschutz für 27 Kernbrennstoffsteueranmeldungen, Newsletter 2/2014, 11. April

2014 <http://justiz.hamburg.de/content-blob/4367470/data/newsletter2014-2.pdf>

Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS): Ausnahmeregelungen für die Industrie bei Energie- und Strompreisen. Überblick über die geltenden Regelungen und finanzielles Volumen 2005-2014. Berlin, September 2013 <http://www.foes.de/pdf/2013-09-Industrieausnahmen-2005-2014.pdf>

FÖS: Was Strom wirklich kostet. Vergleich der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten von konventionellen und erneuerbaren Energien. Berlin, September 2012 [http://www.foes.de/pdf/2012-08-Was\\_Strom\\_wirklich\\_kostet\\_lang.pdf](http://www.foes.de/pdf/2012-08-Was_Strom_wirklich_kostet_lang.pdf)

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI)/DIW/GWS/Institut für Zukunftssysteme (IZES): Monitoring der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Jahr 2013. Karlsruhe/Berlin/Osnabrück/Saarbrücken, September 2014 [http://www.impres-projekt.de/impres-wAssets/docs/2014\\_09\\_10\\_Monitoringbericht\\_FINAL\\_.pdf](http://www.impres-projekt.de/impres-wAssets/docs/2014_09_10_Monitoringbericht_FINAL_.pdf)

Fraunhofer ISI/DIW/GWS/IZES: Monitoring der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Jahr 2012. Karlsruhe/Berlin/Osnabrück/Saarbrücken, September 2013 [http://www.impres-projekt.de/impres-wAssets/docs/BMU\\_Monitoringbericht.pdf](http://www.impres-projekt.de/impres-wAssets/docs/BMU_Monitoringbericht.pdf)

Fraunhofer ISI/DLR: Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Karlsruhe/Stuttgart,

April 2006 <http://www.buergerstrom.org/downloads/bmuexternekosteneekosten-stromerzeugung.pdf>

Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Freiburg, November 2013 <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>

Gesamtverband Steinkohle (GVSt): Kennzahlen zum Steinkohlenbergbau 2013, Oktober 2014 <http://www.gvst.de/site/steinkohle/statistik.htm>

Health and Environment Alliance (HEAL): Was Kohlestrom wirklich kostet. Gesundheitsfolgen und externe Kosten durch Schadstoffemissionen, Brüssel, April 2013 [http://www.env-health.org/IMG/pdf/heal\\_coal\\_report\\_de.pdf](http://www.env-health.org/IMG/pdf/heal_coal_report_de.pdf)

Land Brandenburg: Verockerung der Spree, 18. Juli 2014, <http://www.energie.brandenburg.de/sixcms/detail.php/bb1.c.323611.de>.

Monopolkommission: Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende. Sondergutachten 65 gemäß § 62 Abs. 1 EnWG. Bonn, September 2013 [http://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s65\\_volltext.pdf](http://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s65_volltext.pdf)

Moritz, Hans-Jürgen: Kosten-GAU: Atomstrom schon bald zu teuer? In: Focus 31/2013, 29. Juli 2013, [http://www.focus.de/finanzen/news/wirtschaft-kosten-gau-atomstrom-schon-bald-zu-teuer\\_aid\\_1055605.html](http://www.focus.de/finanzen/news/wirtschaft-kosten-gau-atomstrom-schon-bald-zu-teuer_aid_1055605.html).

[html](#).

Öko-Institut: Laufzeitverlängerungen für die deutschen Kernkraftwerke? Kurzanalyse zu den Gewinnmitnahmen der KKW-Betreiber. Freiburg, Oktober 2009 <http://www.oeko.de/oekodoc/970/2009-073-de.pdf>

Oshima, Kenichi/Yokemoto, Masafumi: Fukushima genpatsujiko no kosuto wo dare ga futan surunoka – saikadou no ugoki no motode shinkou suru sekinin no aimai to toudenkyuusai [Wer die Kosten des Reaktorunfalls von Fukushima trägt – verwischte Verantwortlichkeiten und die Rettung von TEPCO im Schatten der AKW-Wiederinbetriebnahme]. In: Kankyo to Kougai, Vol. 44 No.1, S. 4 ff, 2014

Réseau de transport d'électricité (RTE): La vague de froid de février 2012. Paris, April 2012 [http://www.rte-france.com/sites/default/files/rex\\_vague\\_froid-2012.pdf](http://www.rte-france.com/sites/default/files/rex_vague_froid-2012.pdf)

RWE/BDEW: Stromerzeugung nach Betreibern in Deutschland 2008 und 2013, August 2014 <https://www.rwe.com/web/cms/de/2388290/transparenz-offensive/stromdaten-kompakt/stromerzeugung-nach-betreibern-in-deutschland-2008-und-2013>

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): Den Strommarkt der Zukunft gestalten. Sondergutachten. Berlin, November 2013 [http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02\\_Sondergutachten/2013\\_11\\_SG\\_Strommarkt\\_der\\_Zukunft\\_gestalten.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2013_11_SG_Strommarkt_der_Zukunft_gestalten.pdf?__blob=publicationFile)

Schlandt, Jakob: Händler manipulieren den Strommarkt. In: Frankfurter Rundschau, 16.

Februar 2012 <http://www.fr-online.de/energie/stromnetz-haendler-manipulieren-den-strommarkt,1473634,11643284.html>

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB): Prognose der EEG-Umlage 2015 nach AusglMechV. Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber, Stand: 15. Oktober 2014 <https://www.netztransparenz.de/de/file/20141015-Veroeffentlichung-EEG-Umlage-2015.pdf>

ÜNB: Prognose der EEG-Umlage 2014 nach AusglMechV. Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber, Stand: 15. Oktober 2013 [https://www.netztransparenz.de/de/file/Konzept\\_zur\\_Prognose\\_und\\_Berechnung\\_der\\_EEG-Umlage\\_2014\\_nach\\_AusglMechV.PDF](https://www.netztransparenz.de/de/file/Konzept_zur_Prognose_und_Berechnung_der_EEG-Umlage_2014_nach_AusglMechV.PDF)

ÜNB: Jahresendabrechnung EEG 2009, veröffentlicht 2010 [https://www.netztransparenz.de/de/file/2009\\_EEG-Jahresabrechnung.pdf](https://www.netztransparenz.de/de/file/2009_EEG-Jahresabrechnung.pdf)

Umweltbundesamt (UBA): Schätzung der Umweltkosten in den Bereichen Energie und Verkehr. Dessau-Roßlau, Februar 2014 [http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/schaetzung\\_der\\_umweltkosten\\_in\\_den\\_bereichen\\_energie\\_und\\_verkehr.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/schaetzung_der_umweltkosten_in_den_bereichen_energie_und_verkehr.pdf)

Verbraucherzentrale Nordrhein-Westfalen: Strompreisuntersuchung 2014. Preisgestaltung und -transparenz in der Grundversorgung. Düsseldorf, September 2014 <http://www.vz-nrw.de/media230751A>

## IMPRESSUM

Agentur für Erneuerbare Energien e. V.  
Invalidenstraße 91  
10115 Berlin  
Tel.: 030 200535 30  
Fax: 030 200535 51  
E-Mail: [kontakt@unendlich-viel-energie.de](mailto:kontakt@unendlich-viel-energie.de)

Aktuelle Informationsangebote finden Sie im Internet:

[www.unendlich-viel-energie.de](http://www.unendlich-viel-energie.de)

[www.kommunal-erneuerbar.de](http://www.kommunal-erneuerbar.de)

[www.foederal-erneuerbar.de](http://www.foederal-erneuerbar.de)

[www.energie-studien.de](http://www.energie-studien.de)

[www.kombikraftwerk.de](http://www.kombikraftwerk.de)

[www.waermewechsel.de](http://www.waermewechsel.de)

