

Renews Spezial

Ausgabe 52 / September 2011

Hintergrundinformation
der Agentur für Erneuerbare Energien

Kosten und Preise für Strom

Fossile, Atomstrom und
Erneuerbare Energien
im Vergleich

Autor:

Jörg Mühlenhoff

Stand: September 2011

Herausgegeben von:

**Agentur für Erneuerbare
Energien e. V.**

Reinhardtstr. 18

10117 Berlin

Tel.: 030-200535-3

Fax: 030-200535-51

kontakt@unendlich-viel-energie.de

ISSN 2190-3581

Unterstützer:

Bundesverband Erneuerbare Energie

Bundesverband Solarwirtschaft

Bundesverband WindEnergie

GtV - Bundesverband Geothermie

Bundesverband Bioenergie

Fachverband Biogas

Verband der Deutschen Biokraftstoffindustrie

Gefördert durch:

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz

Inhalt

• Was kostet Strom?	4
• Funktioniert der Strommarkt?	4
– Fehlender Wettbewerb	4
– Nicht-Berücksichtigung externer Kosten	5
• Was steckt in welchem Preis?	6
• Die wichtigsten Bestandteile des Strompreises	8
– Stromgestehungskosten: Kapital- und Betriebskosten, Brennstoffkosten und CO ₂ -Zertifikate	8
– Strombörsenpreise: Das Grenzkraftwerk entscheidet	12
– Endverbraucher-Strompreis: Weitergabe von Strombörsenpreisen, Netzentgelten, Steuern und Abgaben	15
• Wechselwirkungen zwischen Erneuerbaren Energien und Strompreisbildung	18
– Die EEG-Umlage bildet die Differenzkosten erneuerbarer Stromerzeugung ab	18
– Sinkende Strombörsenpreise machen erneuerbaren Strom teurer	20
– Preissteigerungen werden vollständig, Preissenkungen nur unvollständig weitergegeben	20
– Verdoppelung der erneuerbaren Stromerzeugung bei gleich hohen Differenzkosten	21
– Erneuerbare Energien als volkswirtschaftliche Preisdämpfer	22
• Zusatzkosten: Direkte und indirekte Subventionen	22
– Zusatzkosten der Stromproduktion aus Steinkohle	22
– Zusatzkosten der Stromproduktion aus Braunkohle	23
– Zusatzkosten der Atomstromproduktion	24
– Zusatzkosten der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien	25
• Externe Kosten: Die Schäden, die auf der Stromrechnung fehlen	28
– Externe Kosten der Stromproduktion aus Stein- und Braunkohle	28
– Externe Kosten der Atomstromproduktion	29
– Externe Kosten der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien	30
• Erneuerbare Energien sind volkswirtschaftlich ein Gewinn für viele	31

Was kostet Strom?

Jeder Stromverbraucher bezahlt über seine Stromrechnung die Produktion, den Transport und den Vertrieb der von ihm verbrauchten Strommenge sowie verschiedene Steuern und Abgaben. Die Höhe der Strompreise hängt dabei von mehreren Einflussfaktoren ab. Dazu gehören zum Beispiel unterschiedliche Brennstoff- und Kapitalkosten der Strom erzeugenden Anlagen und das Verhältnis von Angebot und Nachfrage an den Strombörsen. Die Endverbraucherstrompreise schließen auch Steuern und Abgaben sowie die Kosten der Stromverteilung mit ein.

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. Auch Subventionen und Forschungsmittel für die jeweilige Stromerzeugung sind nicht im Strompreis einkalkuliert, sondern stellen gesellschaftliche Zusatzkosten dar.

Die vorliegende Hintergrundinformation bietet zunächst einen Überblick zur Zusammensetzung der Strompreise in Deutschland. In einem zweiten Schritt werden die unterschiedlichen Kostenfaktoren bei fossilen Energieträgern, bei Atomenergie und Erneuerbaren Energien verglichen. Dabei werden insbesondere die externen Kosten als „vergessene Kosten“ auf den Strommärkten untersucht. Eine vertiefte Darstellung der Preisbildungsmechanismen an den Strombörsen kann diese Publikation nicht leisten. Die Einflussgrößen der Strompreisbildung und deren ökonomische Effekte untersucht ausführlich die Ausgabe Renew's Spezial 48 „Erneuerbare Energien – Ein Gewinn für den Wirtschaftsstandort Deutschland“.

Funktioniert der Strommarkt?

Fehlender Wettbewerb

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 sind juristisch getrennt worden. Mehr als zehn Jahre nach der Marktöffnung stellen jedoch Wettbewerbsschützer wie die Monopolkommission, die EU-Wettbewerbskommission, die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt nach wie vor ein Oligopol auf dem deutschen Strommarkt fest: Die vier größten Stromversorger (RWE, E.ON, Vattenfall, EnBW) haben durch ihre hohen Anteile an den Stromerzeugungskapazitäten und durch Verflechtungen mit anderen Marktakteuren besonders großen Einfluss auf das Marktgeschehen. Die „Großen Vier“ waren und sind durch Tochterunternehmen dominierend im Betrieb der deutschen Stromverteilungsnetze, zwei davon auch noch im Bereich Übertragungsnetze.

Marktbeherrschende Stellung von vier Oligopolisten 2009

	Anteil an deutschen Kraftwerkskapazitäten	Anteil an deutscher Nettostromerzeugung	Anteil deutscher Großkundenmarkt
RWE	31 %	31 %	über 20 %
E.ON	19 %	21 %	über 15 %
Vattenfall	16 %	16 %	unter 10 %
EnBW	14 %	14 %	unter 15 %
gesamt	80 %	82 %	

Quelle: Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel 2011; Leprich/IZES 2009.

E.ON hat infolge eines Verfahrens der EU-Kommission 2009 wegen der preistreibenden Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten 5.000 Megawatt (MW) eigener Kraftwerkskapazitäten abgetreten. Vattenfall und E.ON haben ihre Übertragungsnetze Anfang 2010 an unabhängige Betreiber verkauft. Das sind zwar erste Schritte hin zu einem effizienten Wettbewerb. Angesichts der weiter hohen Marktkonzentration bei den Stromerzeugungskapazitäten und den wirtschaftlichen Verflechtungen bei den Verteilungsnetzen mit teilweise fehlender Regulierung ist der Wettbewerb jedoch weiterhin stark eingeschränkt.

Von einem reibungslosen Funktionieren des Wechselspiels zwischen Angebot und Nachfrage ist der deutsche Strommarkt somit noch weit entfernt. Die Markteintrittsbarrieren für neue Marktakteure sind hoch, so dass die mangelnde Konkurrenz letztlich hohe Strompreise begünstigt.

Nicht-Berücksichtigung externer Kosten

In einem funktionierenden Markt, wo die Preise alle mit dem Produkt verbundenen Kosten abdecken, können die Verbraucher rationale Kaufentscheidungen treffen. Die Marktpreise sind idealerweise transparent und vergleichbar. Insbesondere für den Strommarkt ist das 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.

Insbesondere gemeinschaftlich genutzte Güter wie Luft, Wasser und Erde, aber auch individuelle Güter wie die eigene 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 jährlich Kosten in Höhe von ca. 500 Mio. Euro durch Bergschäden, die Sanierung von Tagebauen und das Abpumpen von Grundwasser. Der Betrieb von Kohlekraftwerken verursacht gesundheitlich schädliche Emissionen von Schadstoffen wie Feinstaub, Blei, Quecksilber, Cadmium und Arsen. Auch durch den Betrieb von Atomanlagen kann die menschliche Gesundheit geschädigt werden. Der sichere Abschluss von radioaktiven Abfällen von der Umwelt über mehrere tausend Jahre wird in Zukunft weitere Kosten verursachen.



Alle diese Kosten sind nicht im Marktpreis für Strom abgebildet. 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 Investitionskosten ausweisen. Typisches Beispiel dafür sind Erneuerbare-Energien-Anlagen.

Mit gezielten politischen Instrumenten kann der Staat versuchen, bestimmte Technologien zu fördern oder auch den bestehenden Marktverzerrungen entgegenzuwirken, indem die externen Kosten in die Marktpreise integriert werden. Dazu können zum Beispiel Steuern auf Energieträger wie Erdöl oder auf Brennelemente erhoben oder auch erlassen werden. Andererseits erhalten Technologien mit externen Effekten auch Investitions- und Absatzbeihilfen oder Forschungsmittel. Diese Maßnahmen verursachen in jedem Fall weitere Zusatzkosten, die nicht im Marktpreis abgebildet werden. Diese direkten oder indirekten Subventionen müssen letztlich wiederum von der Allgemeinheit beglichen werden.

Das große öffentliche Interesse an transparenten Preisen belegt eine Forsa-Umfrage im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien vom Dezember 2009. Demnach wünschen sich 88 Prozent der Befragten, dass auf ihrer Stromrechnung externe Kosten wie verursachte Umwelt-, Klima- und Gesundheitsschäden angegeben werden.

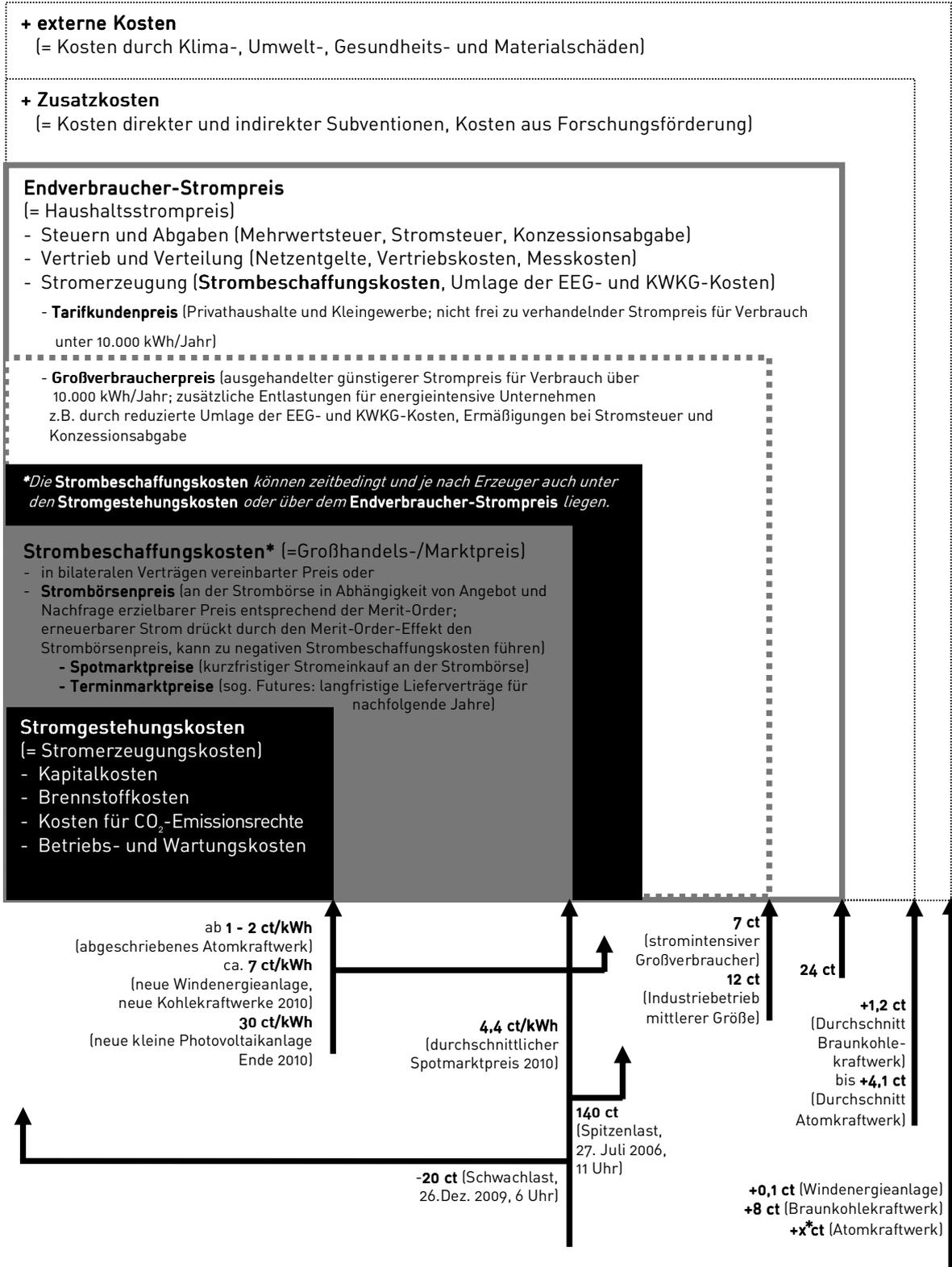
Was steckt in welchem Preis?

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 nebenstehende Grafik veranschaulicht die verschiedenen Bestandteile des Strompreises. Dabei wird von der kleinsten Einheit, den Stromgestehungskosten, ausgegangen. Diese beinhalten die reinen **Stromerzeugungskosten** wie Kapitalkosten für die Stromerzeugungsanlage, Brennstoffkosten, eventuelle Kosten für CO₂-Emissionsrechte sowie Betriebs- und Wartungskosten.

Die **Strombeschaffungskosten** richten sich nach dem Preis an der Strombörse beziehungsweise den in bilateralen Verträgen zwischen Erzeugern und Abnehmern vereinbarten Preisen. Der aktuelle **Spotmarktpreis** liegt je nach Handelssituation über oder auch unter den Stromgestehungskosten. Der **Endverbraucher-Strompreis** ist wiederum zu unterscheiden nach **Tarifikunden-** und den niedrigeren **Großkundenpreisen**. Beide liegen deutlich über dem Strombörsenpreis, da sie noch andere **Komponenten** wie zum Beispiel die Kosten des Stromtransports beinhalten. Nicht in diesen Marktpreisen abgebildet sind die volkswirtschaftlichen Folgekosten in Form von **Zusatzkosten** der Stromerzeugung (z.B. Subventionen) und **externen Kosten** (z.B. Umweltschäden).

Die Bandbreiten der jeweiligen Kosten und Preise sind in der Grafik in Cent je Kilowattstunde angegeben. Oft ist es kompliziert, Zusatzkosten wie direkte und indirekte Subventionen oder externe Kosten wie Klima-, Umwelt-, Gesundheits- und Materialschäden jeweils eindeutig auf eine Kilowattstunde erzeugten Stroms herunter zu brechen. So lassen sich z.B. Gesundheitsschäden durch den Betrieb von Atomkraftwerken sowie Kosten und Wahrscheinlichkeit eines Atomstörfalls wegen methodischer Unsicherheiten gar nicht oder nur unter stark vereinfachten Annahmen auf die Kosten einer Kilowattstunde Atomstrom umlegen.

Bandbreiten unterschiedlicher Strompreise und -kosten 2010 in Cent je Kilowattstunde



* Zum Problem der Bestimmung der externen Kosten und Zusatzkosten von Strom aus Atomkraftwerken vgl. S. 24 und S. 29.

Die wichtigsten Bestandteile des Strompreises

Der **Endverbraucher-Strompreis** beinhaltet im Gegensatz zum Strombeschaffungspreis zusätzliche Kosten durch Steuern und Abgaben, Vertrieb und Verteilung sowie die Umlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG). Dennoch sind nicht alle Kosten enthalten, die mit der Stromversorgung verbunden sind: Sollen **Zusatzkosten** (für Subventionen und Forschungsförderung) sowie **externe Kosten** (für Klima-, Umwelt- und weitere Schäden) internalisiert, das heißt in den Strompreis integriert werden, müssten diese auf den Endverbraucher-Strompreis aufgeschlagen werden. Je nach Energieträger unterscheiden sich nicht nur die reinen Stromgestehungskosten, sondern auch die Zusatzkosten und externen Kosten in ihren Bandbreiten erheblich.

Stromgestehungskosten: Kapital- und Betriebskosten, Brennstoffkosten und CO₂-Zertifikate

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 Atomkraftwerk erzeugt werden: Schätzungen von DLR, Fraunhofer IWES, IfNE sowie vom Öko-Institut gehen von etwa 1,5 bis 2,5 Cent pro Kilowattstunde (ct/kWh) aus.

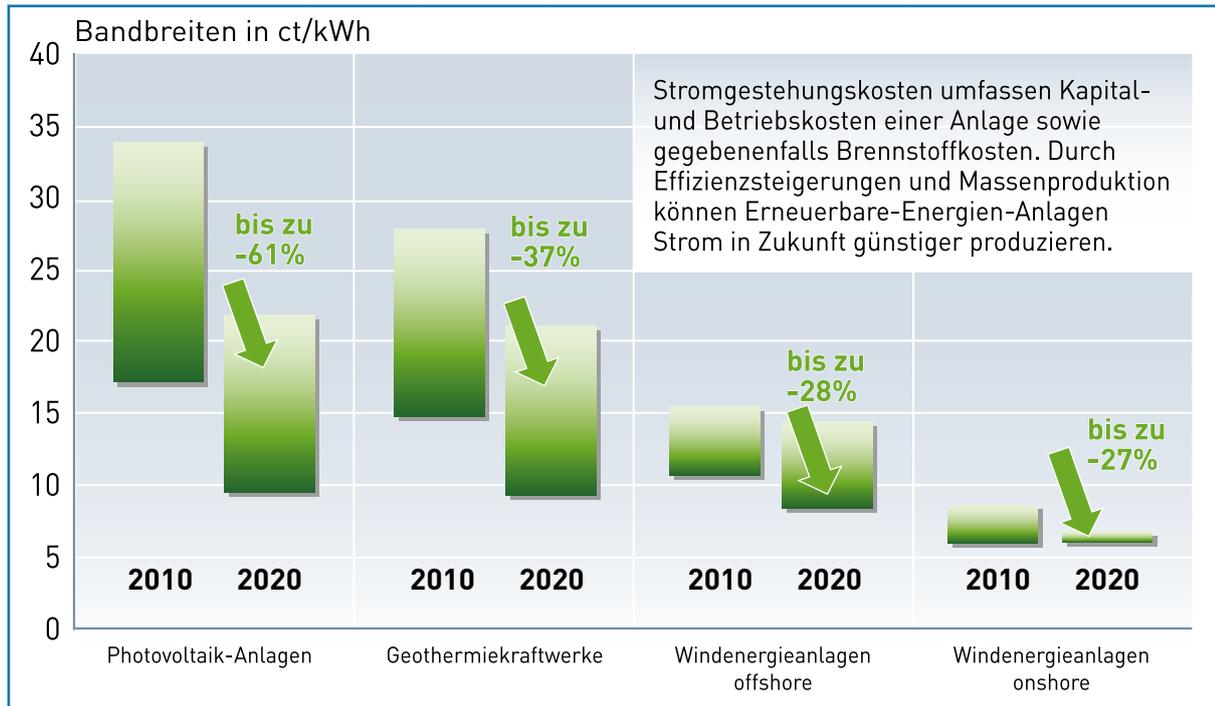
Da die Investition „abgeschrieben“ ist, sich also im Lauf der bisherigen Betriebszeit bereits amortisiert hat, fallen keine Kapitalkosten mehr an. Atomkraftwerke profitieren zudem von den verhältnismäßig geringen Kosten des Brennstoffs Uran und davon, dass keine Kosten für Kohlendioxid-(CO₂)-Emissionsrechte anfallen. Zwar werden während der energieintensiven Produktion von Kernbrennstoff aus Uran auch Treibhausgase freigesetzt, doch fällt bei der Stromerzeugung im Atomkraftwerk selbst kein CO₂ 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 CO₂ eine entsprechende Anzahl an CO₂-Emissionsrechten nachweisen. Die Emissionsrechte werden ihnen teilweise kostenlos vom Staat zugeteilt oder müssen von anderen Inhabern von Emissionsrechten erworben werden. Auf diese Weise werden bislang externe Kosten, nämlich spätere Klimaschäden, zumindest teilweise internalisiert. Das heißt, die klimaschädliche Wirkung fossiler Energieträger fließt als Kostenfaktor der Stromerzeugung zum Teil mit in den Strompreis ein.

Die beiden Grafiken zeigen die Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke bzw. Anlagen, die im Jahr 2010 bzw. im Jahr 2020 erstmals Strom produzieren. Die Daten wurden im Rahmen von Vollkostenrechnungen u.a. ermittelt von Fraunhofer ISE, DLR und PIK sowie von den Instituten, die an den Begleitforschungsvorhaben zum EEG-Erfahrungsbericht der Bundesregierung beteiligt waren.

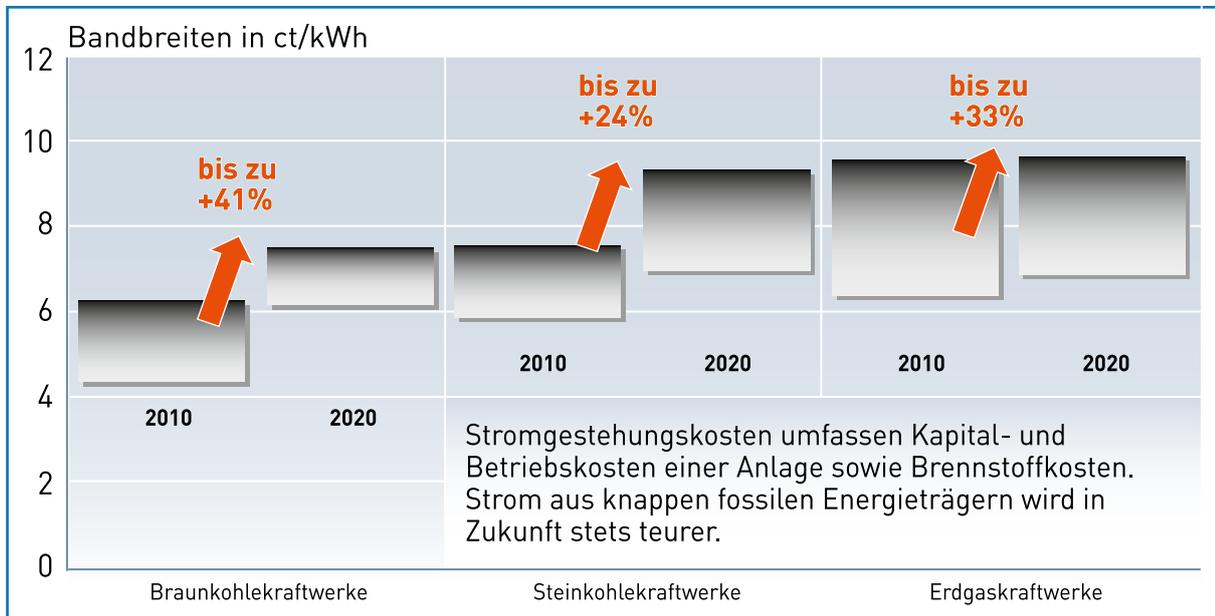
Erneuerbarer Strom wird billiger

Durchschnittliche Stromgestehungskosten typischer neu errichteter Anlagen



Kosten von fossilem Strom steigen

Durchschnittliche Stromgestehungskosten typischer neu errichteter Anlagen



Berechnungsgrundlage sind typische Modellanlagen unterschiedlicher Größenklassen. Die in der Literatur angegebene kostengünstigste Modellanlage und die teuerste Modellanlage bilden jeweils das untere und das obere Ende der Bandbreiten in den Jahren 2010 und 2020:

- Photovoltaik: Freiflächenanlage mit 960 kWh/kWp (minimale Kosten, unteres Ende der Bandbreite) und Hausdach-Kleinanlage (maximale Kosten, oberes Ende der Bandbreite)
- Biogas: 1-MW-Großanlage (min.) und 190-kW-Kleinanlage mit 35% Güllevergärung (max.)
- Geothermie: 10-MW-Anlage mit Aquifernutzung (min.) und 1-MW-Tiefengeothermieanlage (max.)
- Wind Onshore: 1,5- bis 2-MW-Anlage mit 900 Euro/kW Investitionskosten (min.) und 2 MW-Anlage mit 1.230 Euro/kW Investitionskosten (max.)
- Wind Offshore: 7-MW-Anlage mit 2.100 Euro/kW Investitionskosten (min.) und 3- bis 5-MW-Anlage mit 3.200 Euro/kW Investitionskosten (max.)
- Braunkohle: 500-MW-Kraftwerk mit 7.900 Volllaststunden und 44% Wirkungsgrad (min.) und 1100 MW mit 5.000 Volllaststunden und 47% Wirkungsgrad (max.)
- Steinkohle: 500-MW-Kraftwerk mit 5.300 Volllaststunden und 45% Wirkungsgrad (min.) und 800 MW mit 5.000 Volllaststunden und 50% Wirkungsgrad (max.)
- Erdgas: 400-MW-Kraftwerk mit 5.000 Volllaststunden und 58% Wirkungsgrad (min.) und 400-MW-Kraftwerk mit 5.000 Volllaststunden und 60% Wirkungsgrad (max.)

Tatsächlich können sich je nach Standort, Anlagenkonzeption und Annahmen zu wichtigen Kostenfaktoren wie Brennstoffkosten oder CO₂-Emissionsrechten auch deutlich abweichende Stromgestehungskosten ergeben.

Während die Kapital- und Betriebskosten bei neuen Kraftwerken, die fossile Brennstoffe nutzen, auf relativ niedrigem Niveau verbleiben, machen die steigenden Brennstoffkosten und die steigenden Kosten für Emissionsrechte einen immer größeren Teil ihrer Stromgestehungskosten aus. Unter der Annahme einer weiterhin konstanten Aufwärtsentwicklung der fossilen Brennstoffkosten (94 US-Dollar/Barrel Rohöl 2020) und eines Preises von 40 Euro je Tonne CO₂-Emissionsrecht sind Anstiege der Stromgestehungskosten um bis zu 41 Prozent bis zum Jahr 2020 berechnet worden.

Gleichzeitig wird eine deutliche 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. Diese für die Markteinführung von neuen Technologien typischen Lernkurven werden exemplarisch von Windenergie- und Bioenergieanlagen seit Beginn der 1990er Jahre durchlaufen. Neue Windenergieanlagen an Land produzieren schon 2010 eine Kilowattstunde Strom zu Kosten, die mit den Stromgestehungskosten von neuen Kohle- und Erdgaskraftwerken vergleichbar sind. Die enormen Kostensenkungen bei Erneuerbare-Energien-Anlagen waren nur aufgrund stabiler rechtlicher Rahmenbedingungen wie dem EEG möglich. Sollen auch in Zukunft weitere Kostensenkungspotenziale erschlossen werden, sind verlässliche Planungsgrundlagen und Förderinstrumente weiterhin unerlässlich.

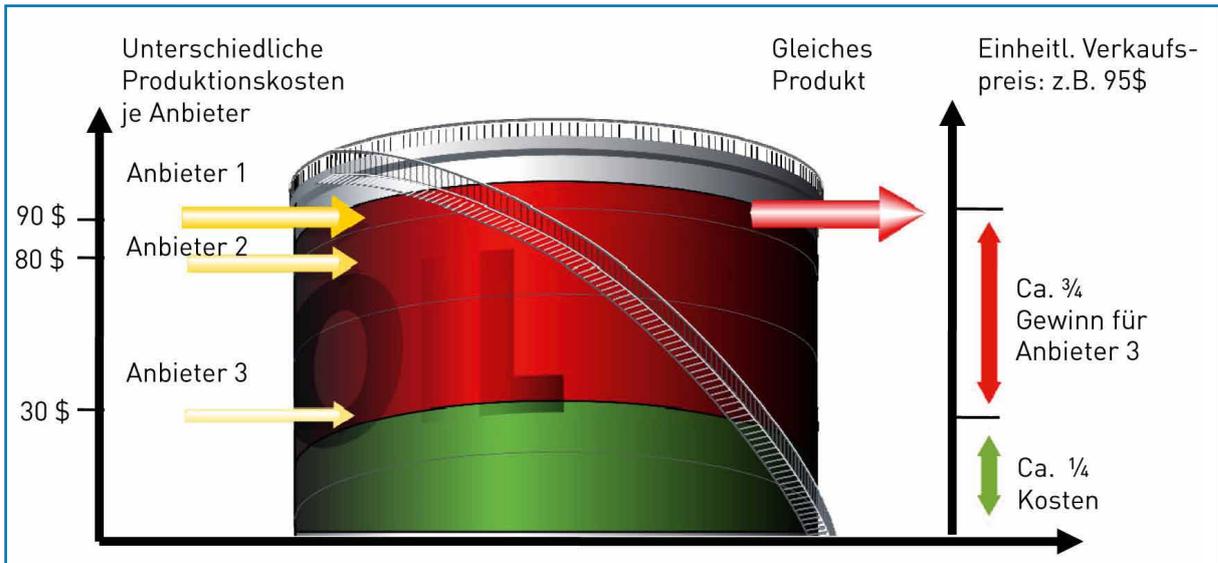
Bei den etwas jüngeren Technologien wie Photovoltaikanlagen und geothermischen Kraftwerken besteht weiterhin ein sehr hohes Kostensenkungspotenzial. Bei kleinen Photovoltaik-Hausdachanlagen wird von Fraunhofer ISE beispielsweise eine Reduktion der Stromgestehungskosten um 54 Prozent von 30,6 ct/kWh (2010) auf 14 ct/kWh (2020) erwartet. Noch stärker fällt die Kostenreduktion nach Berechnung des DLR bei Photovoltaik-Freiflächenanlagen aus, deren Stromgestehungskosten um 61 Prozent von 24,6 ct/kWh (2010) auf 9,5 ct/kWh (2020) sinken sollen. Mit Ausnahme von Bioenergieanlagen werden die Stromgestehungskosten von Erneuerbare-Energien-Anlagen im Gegensatz zu Kohle- und Erdgaskraftwerken nicht durch schwankende Brennstoffkosten beeinflusst. Erneuerbare-Energien-Anlagen müssen außerdem keine CO₂-Emissionsrechte erwerben.

Reale und nominale Preise

Der Vergleich von Stromkosten und -preisen wird dadurch erschwert, dass in der Literatur teilweise mit realen und teilweise mit nominalen Größen gearbeitet wird. Das bedeutet, dass einige Quellen bei Prognosen für die Zukunft die jährliche Inflation berücksichtigen, um nominale Größen, z.B. Preise im Jahr 2020 auszuweisen. Diese nominalen Größen liegen dann bei einer jährlichen Inflation von ca. 2 Prozent im Jahr 2020 um ca. 20 Prozent höher als die realen Größen, die weiterhin in realen Preisen von 2010 angegeben werden – ohne einen Inflationsaufschlag.

Die Unterscheidung zwischen nominalen und realen Größen ist umso wichtiger, je länger der Zeitraum ist, über den rückblickend oder vorausschauend Werte berechnet werden. So kann eine für 2020 prognostizierte EEG-Umlage, die nominal in Cent je Kilowattstunde ausgedrückt wird, auf den ersten Blick als deutlich über dem Niveau von 2010 erscheinen. Wird dieser Wert jedoch als reale Größe, d.h. ohne den Inflationsaufschlag, in Preisen des Jahres 2010 ausgewiesen, wird deutlich, dass die Kosten der EEG-Umlage im Jahr 2020 tatsächlich stagnieren oder möglicherweise sogar rückläufig sind. Aus Gründen der Einheitlichkeit werden Kosten und Preise in dieser Publikation stets als reale Größe zu Preisen der Jahre 2009/2010 ausgewiesen – sofern nicht ausdrücklich anders angegeben.

Preisbildung am Beispiel des Weltölmarktes

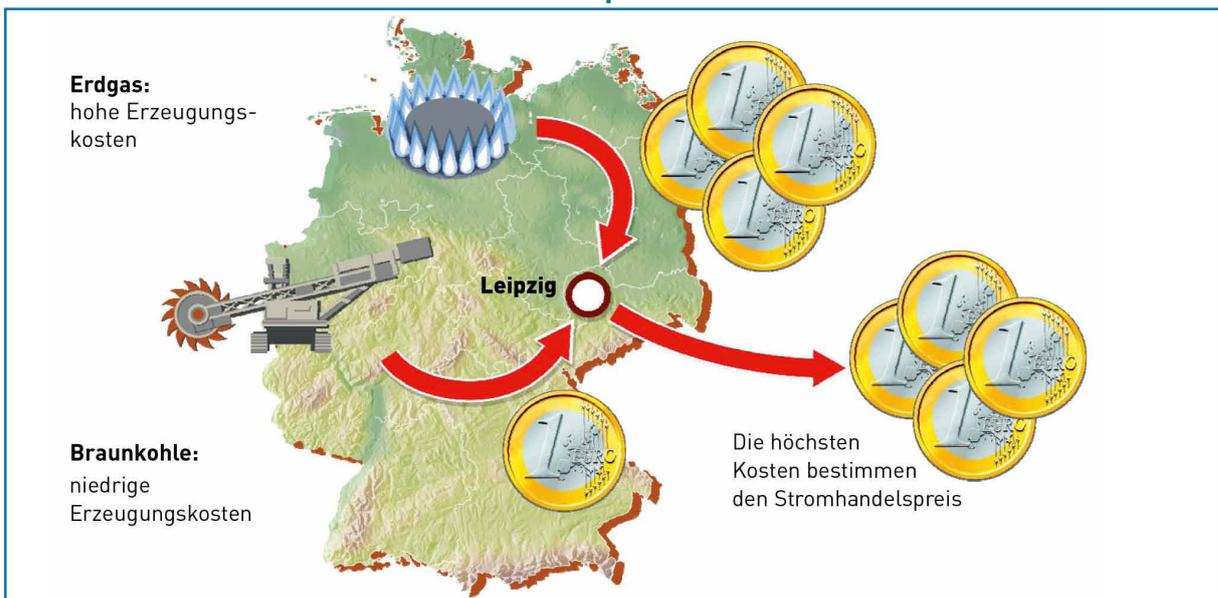


Auch für Strom gibt es einen einheitlichen Preis, der stündlich an der Leipziger Strombörse EEX gebildet wird. Im Tagesverlauf schwanken die jeweiligen Notierungen (in Euro je Megawattstunde) teilweise sehr stark. Die **Spotmarktpreise** für den kurzfristigen Stromeinkauf lagen 2010 mit 4,4 ct/kWh rund 1 ct/kWh unter den **Terminmarktpreisen** (sog. Futures) für das Jahr 2010, die maßgeblich sind für längerfristige Lieferverträge.

Strombörsenpreise: Das Grenzkraftwerk entscheidet

Märkte mit begrenzten Rohstoffen, limitierten Zugängen und eingeschränktem Wettbewerb tendieren zur Kartellbildung¹. Es 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 seinen Preis erzielen kann. Der Einheitspreis gilt für das gesamte Angebot, trotz geringerer Produktionskosten anderer Anbieter.

Das Grenzkraftwerk bestimmt den Strompreis



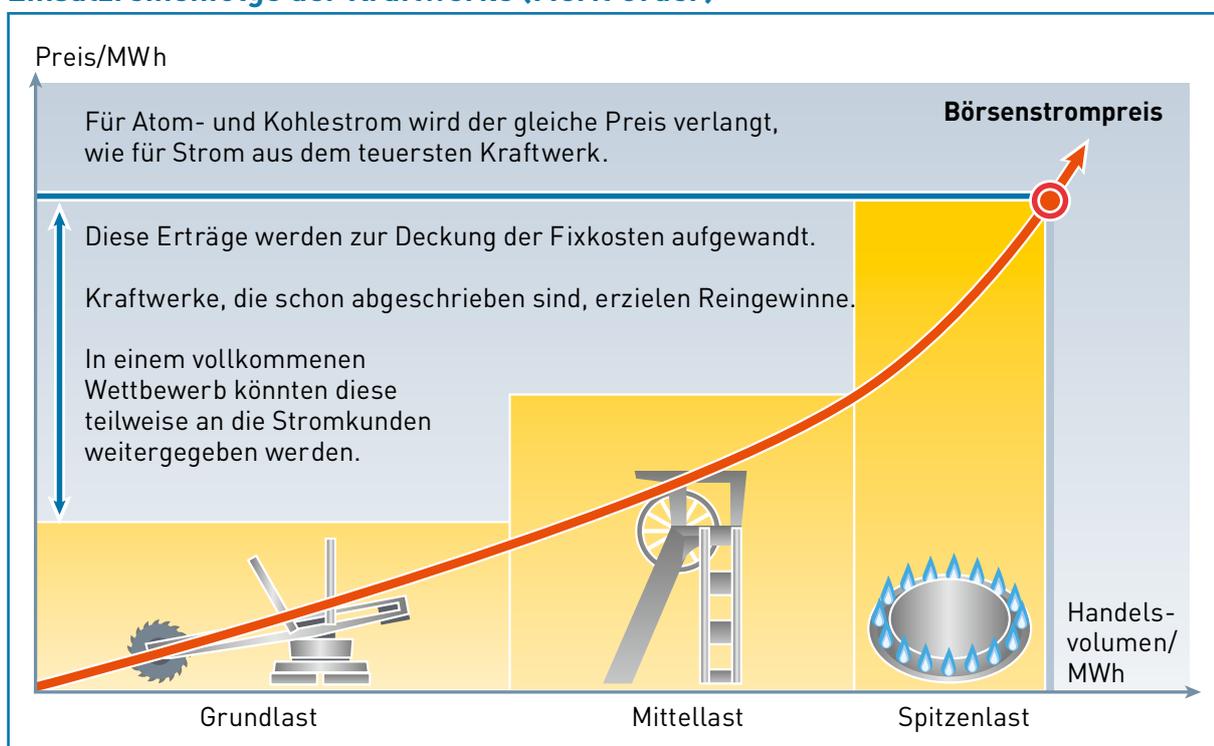
¹) Als Kartell wird hier das Zusammenwirken von Unternehmen verstanden, die den Wettbewerb auf einem Markt einschränken wollen, um dort ein Monopol auf der Angebots- oder Nachfrageseite zu errichten.

Das Grundprinzip bei der Bildung des Strombörsenpreises: Der Strombörsenpreis 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, das so genannte **Grenzkraftwerk** (hier: Erdgasturbine), bestimmt schließlich den für alle Kraftwerke einheitlichen Strombörsenpreis.

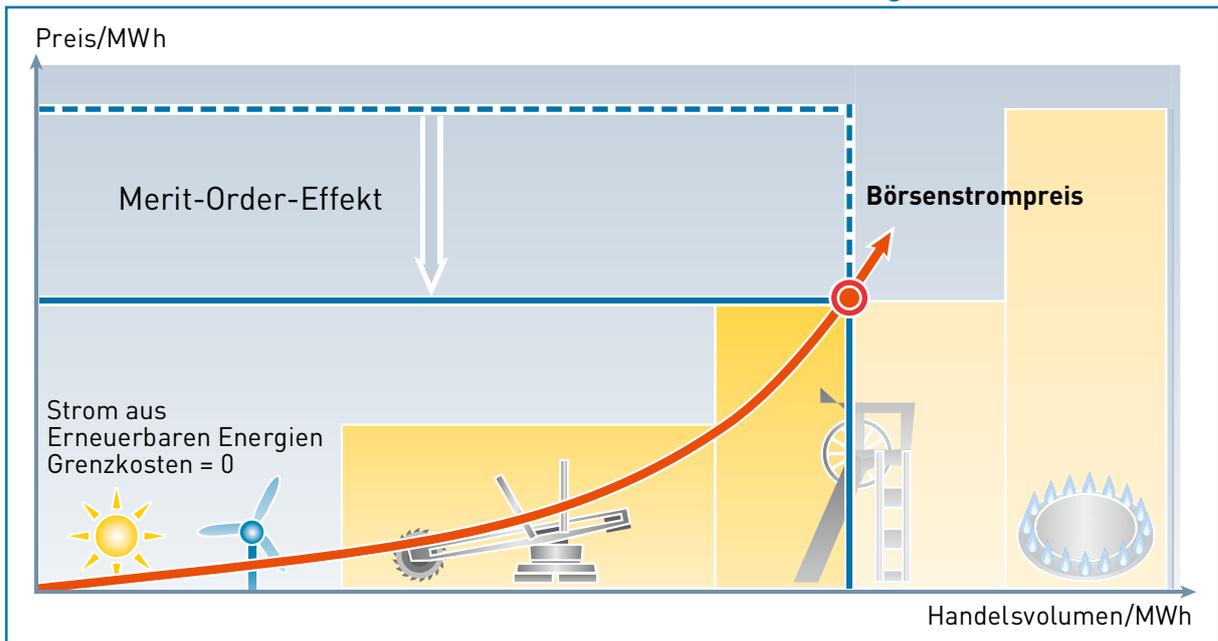
Je nachdem, welches Kraftwerk das Grenzkraftwerk bildet, können die Betreiber der günstigeren Kraftwerke mehr oder weniger hohe Gewinne erzielen. Das betrifft vor allem die zu sehr niedrigen Stromgestehungskosten produzierenden Atom- und Braunkohlekraftwerke.

Einsatzreihenfolge der Kraftwerke (Merit Order)



Wird Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen eingespeist, erhöht dieser das Angebot an Strom – unabhängig von seinen Erzeugungskosten – und senkt zu diesem Zeitpunkt die Nachfrage nach teurem Mittel- oder Spitzenlaststrom aus Kohle- 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 2009 um 0,6 Cent pro Kilowattstunde beziehungsweise insgesamt um rund 3,1 Mrd. Euro. (2008: ca. 3,6 bis 4 Mrd. Euro). Dadurch kann die stromintensive Industrie sogar stärker entlastet werden, als die EEG-Umlage sie belastet. Für stromintensive Unternehmen gilt eine geringere EEG-Umlage von 0,05 ct/kWh. Beziehen diese Firmen ihren Strom an der Börse, profitieren sie vom Merit-Order-Effekt und damit eindeutig vom Ausbau der Erneuerbaren Energien.

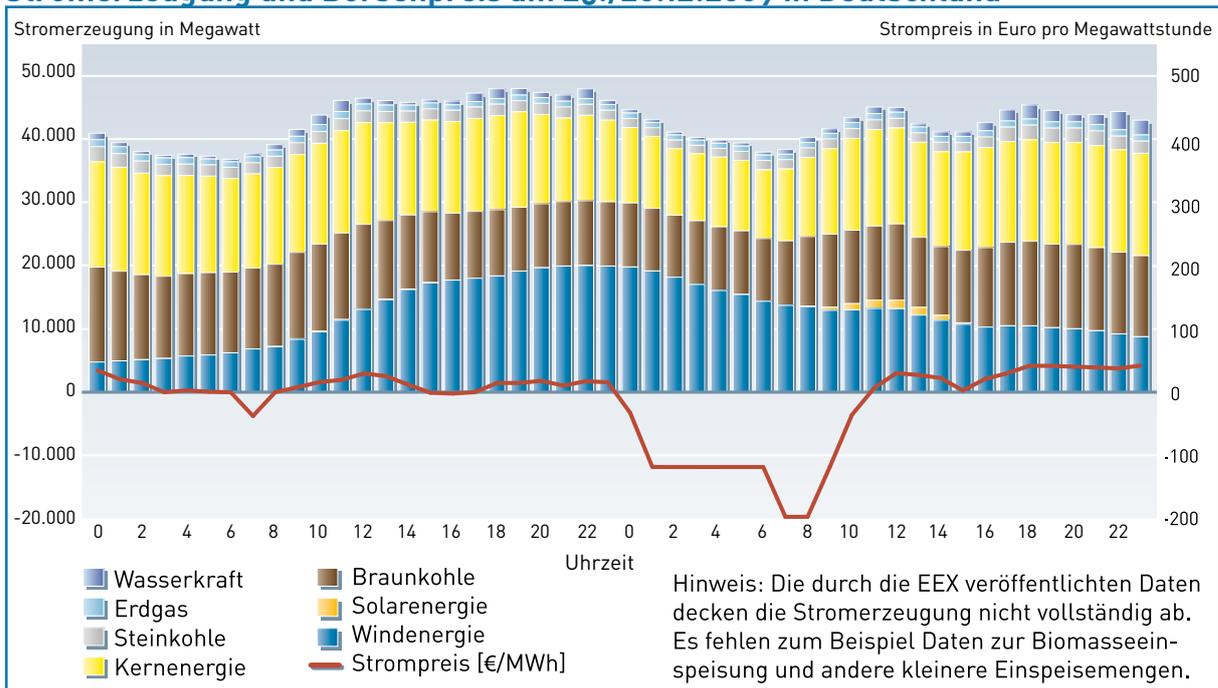
Preissenkender Merit-Order-Effekt durch Erneuerbare Energien



Quelle: AEE; Stand: 02/2011

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 Strombörsenpreisen kommt: Beispielsweise herrschte am Morgen des zweiten Weihnachtstages 2009 in weiten Teilen Deutschlands Starkwind. Über 20.000 Megawatt (MW) Leistung, d.h. vier von fünf deutschen Windenergieanlagen speisten ihre maximale Strommenge in die Netze ein, während gleichzeitig die Stromnachfrage einen Tiefpunkt erreichte. Wer in diesen Stunden entsprechend dem Börsenpreis Strom bezog, musste dafür nicht zahlen, sondern erhielt bis zu 200 Euro je Megawattstunde (20 Cent je Kilowattstunde) abgenommenem Strom. Aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen blieben konventionelle Kraftwerke in großem Umfang am Netz.

Stromerzeugung und Börsenpreis am 25./26.12.2009 in Deutschland



Hinweis: Die durch die EEX veröffentlichten Daten decken die Stromerzeugung nicht vollständig ab. Es fehlen zum Beispiel Daten zur Biomasseeinspeisung und andere kleinere Einspeisemengen.

Quelle: EEX; Stand: 2/2011

Der Strombörsenpreis kann bei Knappheitssituationen jedoch auch stark ansteigen: Im Juli 2006 wurde aufgrund der Hitzewelle die Kühlwasseraufnahme konventioneller Kraftwerke begrenzt. Diese mussten ihre Stromproduktion daraufhin drosseln. In den besonders nachfragestarken Mittagsstunden stieg der Strombörsenpreis (Stundenkontrakt) daher auf bis zu 1,40 Euro/kWh.

Endverbraucher-Strompreis: Weitergabe von Strombörsenpreisen, Netzentgelten, Steuern und Abgaben

Der Endverbraucher – ob Privathaushalt oder Gewerbebetrieb – kauft den benötigten Strom in der Regel nicht direkt an der Leipziger EEX zum Strombörsenpreis ein, sondern bezieht diesen zu **Tarifikundenpreisen** (Privathaushalte) oder ermäßigten **Großverbraucherpreisen** vom Stromversorger seiner Wahl. Mehrere hundert verschiedene Stromanbieter (z.B. Stromgroßhändler, Stadtwerke oder Ökostromanbieter) kommen dafür in Frage.

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 kommt die Umlage der Kosten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und des Kraft-Wärme-Koppelungsgesetzes (KWKG).

Strompreise in Deutschland im Vergleich

Die EEG-Umlage macht nur einen geringen Anteil am Haushalts- und Industriestrompreis aus.



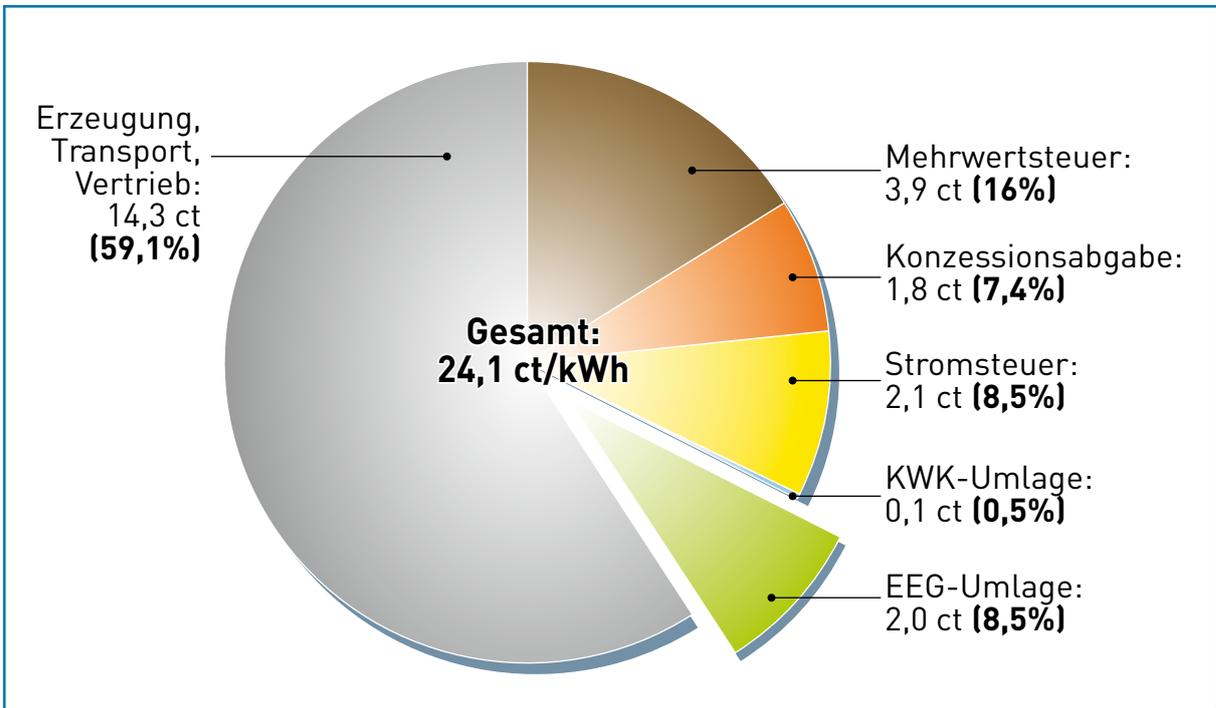
Quelle: BDEW, Frontier economics, ewi, eigene Berechnungen; Stand: 12/2010, reale Preise.

Während der durchschnittliche Strompreis für Privathaushalte 2010 bei 24,1 ct/kWh lag, zahlten Großverbraucher wie mittlere Industriebetriebe nur ca. 12 ct/kWh. Für stromintensive Großunternehmen kostete die Kilowattstunde 2010 durchschnittlich nur rund 7 Cent. Während der durchschnittliche Strompreis für Privathaushalte seit dem Jahr 2000 um mehr als 40 Prozent gestiegen ist, verdoppelte sich der Strompreis für Großverbraucher wie mittlere Industriebetriebe. Der Strompreis für stromintensive Großunternehmen hat sich in diesem Zeitraum sogar verdreifacht.

Für die seit 2000 steigenden Tarifikundenpreise als auch für die steigenden Großverbraucherpreise gibt es verschiedene Gründe. Dazu gehören gestiegene **Strombeschaffungskosten**, teilweise gestiegene Netzentgelte, und auch erhöhte Steuern und Abgaben. Dass die Preisniveaus und -anstiege der verschiedenen Kundengruppen so unterschiedlich ausfallen, liegt an der jeweiligen Zusammensetzung der Strompreise.

Zusammensetzung des Strompreises für Privathaushalte 2010

Auf Stromerzeugung und Netzentgelte entfällt der Großteil des durchschnittlichen Strompreises von 24 Cent für eine Kilowattstunde.



Quellen: ÜNB, IfnE, BDEW, eigene Berechnungen; Stand: 9/2010

Im Jahr 2010 machte die Stromerzeugung (Strombeschaffungskosten) einschließlich der Netzentgelte für den Transport des Stroms mit 59 Prozent den Großteil des durchschnittlichen Strompreises für Privathaushalte in Höhe von 24,1 ct/kWh aus. Für das Jahr 2011 wird ein Anstieg des durchschnittlichen Strompreises auf 26 ct/kWh prognostiziert. Aus Gründen der Vergleichbarkeit wird in dieser Veröffentlichung jedoch einheitlich das Jahr 2010 als Bezugsjahr gewählt. Die nachfolgende Grafik macht deutlich, welche Einnahmen aus den verschiedenen Anteilen des Strompreises für Privathaushalte an welche Akteure fließen.

Wer erhält welche Bestandteile des Strompreises?

Einnahmen aus...	Stromproduzenten	Netzbetreiber	Stromlieferanten	Bund	Länder	Kommunen	Rentenversicherung
konventioneller Stromerzeugung	X						
Stromtransport		X					
Vertrieb und Messung			X				
EEG-Umlage	X	X					
KWK-Umlage	X						
Konzessionsabgabe						X	
Stromsteuer				X			X
Mehrwertsteuer				X	X	X	X

Quelle: BMU 2011

Der Anteil der Steuern und Abgaben ist bei Großverbrauchern mit mehr als 10.000 kWh Jahresverbrauch geringer, zumal Industriebetriebe mehrere Steuerentlastungen in Anspruch nehmen können:

- Die Mehrwertsteuer ist entweder erstattungsfähig oder kann an nachgelagerte Wertschöpfungsstufen weitergegeben werden.
- Die Konzessionsabgabe ist begrenzt bzw. entfällt für stromintensive Unternehmen vollständig.
- 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 KWK-Umlage und die EEG-Umlage sind auf Antrag unter bestimmten Bedingungen und für bestimmte stromintensive Unternehmen auf 0,05 ct/kWh begrenzt. Die Eingangsschwelle für die Inanspruchnahme dieser Vergünstigung wurde mit der zum 01. Januar 2012 in Kraft tretenden Novelle des EEG deutlich abgesenkt. Das Bundesumweltministerium hält dadurch eine Verdreifachung der Zahl der begünstigten stromintensiven Unternehmen auf über 2.000 für möglich.

Außerdem können Großverbraucher, deren Verbrauch leicht planbar ist, ihren Stromeinkauf flexibel und dementsprechend kostenoptimiert organisieren. Die Beschaffung von zeitweise sehr teurem Spitzenlaststrom zu hohen Spotmarktpreisen lässt sich somit weitgehend vermeiden. 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 Übertragungs-, Mittelspannungs- und Niederspannungsnetz werden daher auf die Kleinverbraucher, nicht jedoch auf die Großverbraucher weitergewälzt.

Wechselwirkungen zwischen Erneuerbaren Energien und Strompreisbildung

Die EEG-Umlage bildet die Differenzkosten erneuerbarer Stromerzeugung ab

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 Neuanlagen sinkt sie jedes Jahr um einen bestimmten Prozentsatz, womit der technologischen Entwicklung Rechnung getragen wird.

Erneuerbarer Strom 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 die Stromgestehungskosten für erneuerbaren Strom beständig gesunken.

Zwar konnte dank der Fortschritte der Anlagentechnologie in den vergangenen Jahren mehr erneuerbarer Strom mit gleichen oder geringeren Kosten produziert werden, dennoch liegen die Stromgestehungskosten von Erneuerbare-Energien-Anlagen und damit auch die Vergütungszahlungen im Durchschnitt weiterhin über den Strombörsenpreisen (vgl. S. 7/8).

Der eingespeiste erneuerbare Strom wird seit 2010 an der Strombörse gehandelt. Die Einnahmen aus der Vermarktung des EEG-Stroms fallen geringer aus als die Kosten, die durch die Auszahlung der Vergütung entstehen. Diese Differenz zwischen der im EEG festgelegten Vergütung für eine eingespeiste erneuerbare Kilowattstunde und den Erlösen, die der Netzbetreiber durch den Verkauf der erneuerbaren Kilowattstunde an der Strombörse erzielt, bezeichnet man als Differenzkosten.

Die Summe der Differenzkosten für den erneuerbaren Strom wird von der Gesamtheit der Stromverbraucher übernommen, sofern diese nicht teilweise von der EEG-Umlage befreit sind (vgl. S. 17). Stromverbraucher finden die Differenzkosten zuzüglich der Vermarktungskosten der Netzbetreiber als sog. EEG-Umlage auf ihrer Stromrechnung wieder.

Rechenbeispiel: EEG-Umlage 2010

Für das Jahr 2010 prognostizierten die Netzbetreiber Vermarktungserlöse von 4,5 Mrd. Euro für die Strommenge, die von den Erneuerbare-Energien-Anlagen im Rahmen des EEG erwartet wurde. Dagegen wurden – unter der Annahme eines bestimmten Zubaus bestimmter Anlagen – Vergütungszahlungen von insgesamt 12,3 Mrd. Euro prognostiziert.

Die Differenzkosten von 8,2 Mrd. Euro wurden dann gleichmäßig auf den Stromverbrauch aller Endverbraucher mit Ausnahme der gesetzlich privilegierten Endverbraucher, die weitgehend von der EEG-Umlage befreit sind (z.B. stromintensive Unternehmen und Bahnunternehmen).

EEG-Konto 2010:

Einzahlungen	Auszahlungen
Vermarktungserlöse: 4,5 Mrd. Euro	EEG-Vergütungszahlungen: 12,3 Mrd. Euro Vermarktungskosten: 0,4 Mrd. Euro
Saldo bzw. Differenzkosten: -8,2 Mrd. Euro	

Daraus ergab sich eine prognostizierte EEG-Umlage von 2 Cent je Kilowattstunde. Durch die tatsächlich etwas niedrigeren Vermarktungserlöse und etwas höheren Vergütungszahlungen kam es zu leichten Prognoseabweichungen. Nach vorläufigen Ergebnissen vom März 2011 ergibt sich daraus eine tatsächliche EEG-Umlage von 2,2 Cent je Kilowattstunde. Die dadurch erforderliche Nachzahlung wird in die EEG-Umlage 2011 mit einkalkuliert. Damit machte die EEG-Umlage 2010 rund 9 Prozent des durchschnittlichen Endverbraucher-Strompreises (Haushaltsstrompreis) aus. Die Berechnung der EEG-Umlage durch die Netzbetreiber wird im Nachhinein von der Bundesnetzagentur überprüft.

Da die privilegierten Endverbraucher weitgehend von der Zahlung der EEG-Umlage ausgenommen sind (vgl. S. 17), muss die Summe der Differenzkosten auf eine geringere Stromverbrauchsmenge umgelegt werden. Die EEG-Umlage fällt aus diesem Grund 2010 ca. 20 Prozent höher aus, als wenn die Differenzkosten gleichmäßig durch alle Stromverbraucher übernommen würden. Die Begünstigung im Jahr 2010 belief sich auf insgesamt ca. 2,1 Mrd. Euro.

Sinkende Strombörsenpreise machen erneuerbaren Strom teurer

Die Ermittlung der Differenzkosten über den Strombörsenpreis macht die Erneuerbaren Energien an der Strombörse zum Opfer ihres eigenen Erfolgs: Senkt die erneuerbare Stromerzeugung den Strombörsenpreis durch den Merit-Order-Effekt (vgl. S. 11/12), kann der erneuerbare Strom zu diesem Zeitpunkt auch nur zu diesem niedrigen Preis vom Netzbetreiber vermarktet werden. Gleichzeitig muss aber weiterhin für jede erneuerbare Kilowattstunde die jeweilige EEG-Vergütung gezahlt werden. Die entsprechend höheren Differenzkosten lassen dann wiederum die EEG-Umlage ansteigen. Steigende Strombörsenpreise lassen hingegen die Differenzkosten und damit die EEG-Umlage sinken.

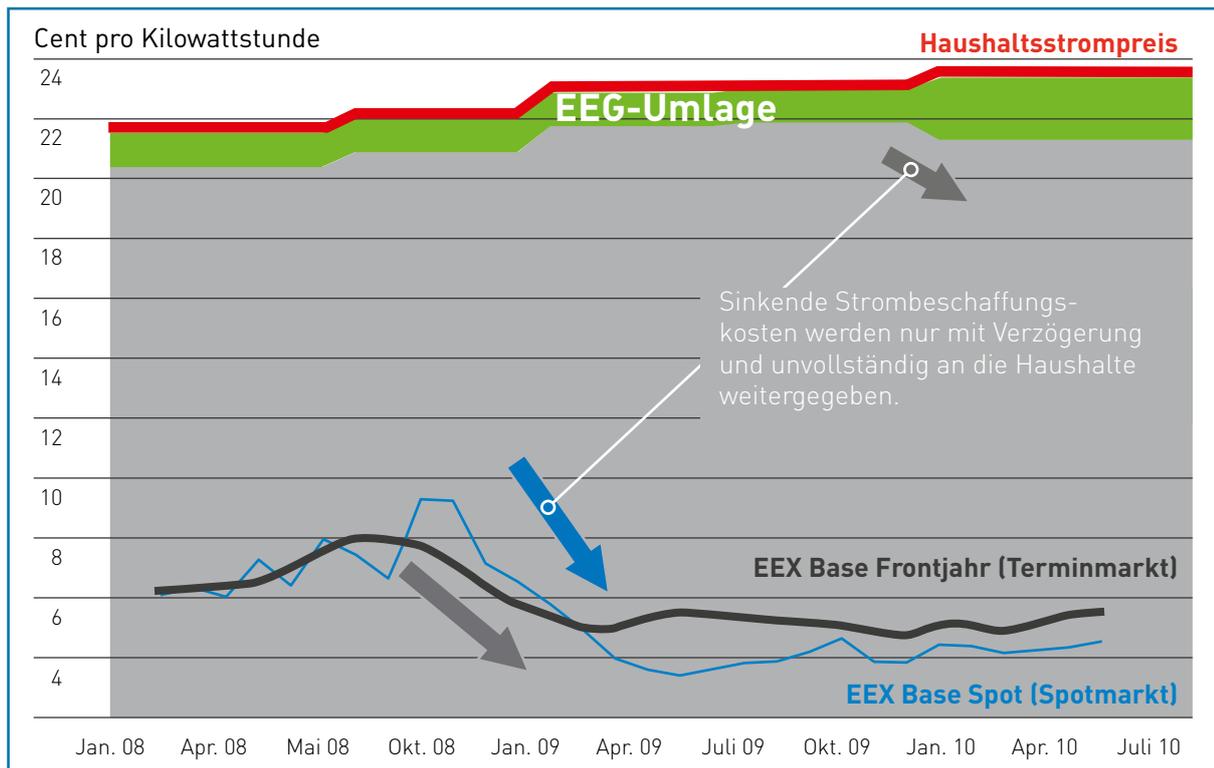
Der Umfang des Zubaus von Erneuerbare-Energien-Anlagen und deren Vergütung bildet daher nur eine Einflussgröße für die Berechnung der EEG-Umlage. Zwar wird diese oft als alleinige Begründung für Strompreiserhöhungen herangezogen, doch lässt sich die tatsächliche Entwicklung der EEG-Umlage nur unter Berücksichtigung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

Vor diesem Hintergrund ist der von den Netzbetreibern festgelegte starke Anstieg der EEG-Umlage von 2,0 Cent im Jahr 2010 auf 3,5 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2011 nur zum Teil mit dem starken Zubau von neuen Photovoltaik- und anderen Erneuerbare-Energien-Anlagen zu begründen. Ein wichtiger Faktor ist vielmehr der infolge der Wirtschaftskrise zwischenzeitlich gefallene Strombörsenpreis. Dass die EEG-Umlage um mehr als zwei Drittel angestiegen ist, liegt auch daran, dass die Prognoseabweichung aus dem Jahr 2010, als die EEG-Umlage zu niedrig berechnet wurde, nachträglich aufgeschlagen worden ist.

Preissteigerungen werden vollständig, Preissenkungen nur unvollständig weitergegeben

Im Hinblick auf die Endverbraucherpreise stellt sich die Frage, inwieweit es dann auch tatsächlich zu Strompreissenkungen kommen wird. Zwar kompensierten 2010 und 2011 die sinkenden Beschaffungskosten für Strom rechnerisch einen großen Teil des Anstiegs der EEG-Umlage. Dennoch hatten fast 700 Stromversorger zum Jahresanfang 2011 die von den Netzbetreibern angekündigte Erhöhung der EEG-Umlage auf 3,5 Cent vollständig an die Endverbraucher weitergegeben, in Form von höheren Tarifkundenpreisen.

Während der preissteigernde Effekt der EEG-Umlage – ausgelöst auch durch sinkende Strombörsenpreise – sich also umgehend im Haushaltsstrompreis bemerkbar macht, kommt gleichzeitig der preis-senkende Effekt, der sich aus den niedrigeren Strombeschaffungskosten ergibt, nicht bzw. nur unvollständig bei den Endverbrauchern an.



Die Bundesnetzagentur kritisierte daher, dass die Stromversorger die Erhöhung der EEG-Umlage für ungerechtfertigt Erhöhungen der Tarifkundenpreise zum Anlass nehmen würden. In einer Stellungnahme vom November 2010 weist die Bundesnetzagentur darauf hin, dass Stromversorger angesichts der für sie deutlich gesunkenen Strombeschaffungskosten (ca. 5 ct/kWh im Jahr 2010 statt ca. 8 ct/kWh im Hochpreisjahr 2008) Spielraum für Preissenkungen von rund 3 ct/kWh hätten.

Verdoppelung der erneuerbaren Stromerzeugung bei gleich hohen Differenzkosten

Die Nettobelastung durch erneuerbaren Strom fällt für den Endverbraucher dennoch geringer aus als die ausgewiesene EEG-Umlage. Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) hat die preisdämpfende Wirkung Erneuerbarer Energien am deutschen Strommarkt in einer Modellrechnung von 2010 bis 2020 untersucht. Unter der Annahme, dass die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien sich in diesem Zeitraum verdoppelt, ergibt sich ein leichter Anstieg des Börsenstrompreises um 11 Prozent auf 4,9 ct/kWh im Jahr 2020. Ohne den wachsenden Beitrag der Erneuerbaren Energien würde der Stromgroßhandelspreis dagegen um 20 Prozent höher ausfallen. Die EEG-Umlage steigt trotz der Verdoppelung der erneuerbaren Strommenge und trotz des verhältnismäßig niedrigen Börsenstrompreises nur auf 3,6 ct/kWh im Jahr 2020. Grund sind die jährlich sinkenden Vergütungen: Zwar nimmt immer mehr erneuerbarer Strom die EEG-Vergütung in Anspruch, doch werden dafür immer geringere Beträge je erneuerbarer Kilowattstunde ausgezahlt.

Eine Modellrechnung im Rahmen der Leitstudie des Bundesumweltministeriums kommt zu ähnlichen Ergebnissen: Hier wird ebenfalls angenommen, dass sich die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2020 verdoppelt. Allerdings wird von einem stärkeren Anstieg des Strombörsenpreises auf 5,6 ct/kWh im Jahr 2020 ausgegangen. Daraus ergibt sich, dass die EEG-Umlage während der 2010er Jahre durchgehend bei rund 3 ct/kWh liegt und im Jahr 2020 auf 2,8 ct/kWh sinkt. Alle Angaben sind in realen Preisen des Jahres 2010; nominal, d.h. unter Berücksichtigung der Inflation, werden Preise und EEG-Umlage voraussichtlich deutlich höher liegen.

Erneuerbare Energien als volkswirtschaftliche Preisdämpfer

Angesichts der auf wenige Unternehmen konzentrierten Struktur des deutschen Strommarktes kann der Ausbau dezentraler erneuerbarer Erzeugungskapazitäten dazu beitragen, den eingeschränkten Wettbewerb zu beleben. Das preisdominierende Oligopol kann durch die Vielzahl neuer, unabhängiger Anbieter von erneuerbarem Strom angegriffen werden. Preisdämpfend wirken die Erneuerbaren Energien auf dem Strommarkt auch durch den Merit-Order-Effekt (vgl. S. 12/13).

Die Frage der volkswirtschaftlichen Kosten und Nutzen von erneuerbarem Strom lässt sich mit der alleinigen Betrachtung der EEG-Umlage nur unvollständig beantworten. Mit berücksichtigt werden müssten auch die vermiedenen Umwelt-, Klima- und Gesundheitsschäden, d.h. die **externen Kosten** fossiler und nuklearer Energieträger (vgl. S. 28), die dank der Nutzung Erneuerbarer Energien reduziert werden können. Positive gesamtökonomische Wirkungen entfaltet die erneuerbare Stromerzeugung darüber hinaus durch die **Einsparung von Importkosten** fossiler Brennstoffe (2010: 2,5 Mrd. Euro). Mit etwa 370.000 Beschäftigten und Neuinvestitionen im Inland in Höhe von 27 Mrd. Euro im Jahr 2010 ist die Erneuerbare-Energien-Branche trotz Wirtschaftskrise weiter gewachsen und hat für **regionale Wertschöpfung** (2010: ca. 9,2 Mrd. Euro) gesorgt. Deutsche Unternehmen profitieren mit **Exporten** von Erneuerbare-Energien-Anlagen weltweit von ihrer Rolle als Marktführer, dank der frühen Etablierung der Technologien durch das EEG in Deutschland.

Zusatzkosten: Direkte und indirekte Subventionen

Nicht in den Endverbraucher-Strompreis integriert sind Kosten aus Forschungsgeldern, direkten Subventionen, Steuererleichterungen und anderen Finanzhilfen, die der Staat Energieunternehmen gewährt. Diese Zusatzkosten können erhebliche Marktverzerrungen verursachen. Sie werden von den Bürgern und Unternehmen getragen, jedoch nicht über ihre Stromrechnung, sondern in ihrer Rolle als Steuerzahler. Damit werden die Zusatzkosten nicht verursacher- und verbrauchsgerecht beglichen. Die Zusatzkosten sind zwar verhältnismäßig gut zu identifizieren, jedoch bleibt umstritten, inwieweit welche Begünstigungen in welchem Umfang den einzelnen Stromerzeugungsarten zugeordnet werden können. Wenn im Folgenden die Zusatzkosten anschaulich als Wert in Cent je Kilowattstunde Strom angegeben werden, so wird dabei stets berücksichtigt, dass die Stromerzeugung z.B. beim Energieträger Steinkohle nur ein möglicher Nutzungspfad neben der Wärmeherzeugung ist. Die auf die Kilowattstunde Strom herunter gebrochenen Zusatzkosten werden daher stets anteilig berücksichtigt, entsprechend der Bedeutung der Stromerzeugung im Verhältnis zu anderen Verwendungen des Kosten verursachenden Energieträgers.

Zusatzkosten der Stromproduktion aus Steinkohle

Der Steinkohleabbau ist in Deutschland im internationalen Vergleich mit relativ hohen Kosten verbunden. Für den Absatz deutscher Steinkohle wird daher ein Zuschuss gezahlt, der sich laut Subventionsbericht der Bundesregierung im Jahr 2010 auf 1,6 Mrd. Euro belief. Der Steinkohlebergbau ist damit unter allen Wirtschaftszweigen der größte Empfänger von Finanzhilfen des Bundes. Hinzu kommen noch Unterstützungsleistungen durch die Bundesländer Nordrhein-Westfalen und Saarland sowie Finanzhilfen in Form von Forschungsmitteln und Beihilfen zur Stilllegung. Die gesamten Finanzhilfen im Jahr 2010 summierten sich laut einer Studie des Forums Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS) auf 2,2 Mrd. Euro.

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 Förderabgabe für Bodenschätze. Durch diese Steuerermäßigungen hat der Staat nach Berechnungen des FÖS im Jahr 2010 auf mögliche Einnahmen von ebenfalls rund 2,2 Mrd. Euro verzichtet. Dabei wurde zur Ermittlung der Begünstigung durch die Nicht-Erhebung der Energiesteuer angenommen, dass diese sich – ausgehend von der geltenden Besteuerung von Mineralöl – einheitlich für alle Energieträger jeweils an deren Energiegehalt und CO₂-Emissionen orientieren müsste. Strom aus Steinkohle wäre im Vergleich zu diesem theoretischen Steuersatz dabei zu niedrig besteuert. 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 CO₂-Emissionsrechten belief sich im Jahr 2010 auf einen zusätzlichen Förderwert von 1,5 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 2010 mit insgesamt rund 6 Mrd. Euro bevorteilt. Dabei wurden nur 29 Prozent des Steinkohlestroms 2010 aus heimischer, subventionierter Steinkohle erzeugt; der Rest des Steinkohlebedarfs deutscher Kraftwerke wurde importiert.

Insgesamt profitierte der Energieträger Steinkohle von 1970 bis 2010 von Subventionen in Höhe von 288 Mrd. Euro. Umgelegt auf die in diesem Zeitraum von 40 Jahren erzeugte Menge Strom aus Steinkohlekraftwerken, würden die Kosten einer Kilowattstunde um 3,2 Cent steigen.

Dieses theoretisches Rechenbeispiel des FÖS soll deutlich machen, dass die scheinbar sehr niedrigen reinen Stromgestehungskosten eines Steinkohlekraftwerks von ca. 6 ct/kWh um rund 50 Prozent höher liegen würden, wenn die im Laufe der vergangenen 40 Jahre angefallenen Zusatzkosten stets eingepreist worden wären. Theoretisch könnte durch die Abbildung der Zusatzkosten 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.

Zusatzkosten der Stromproduktion aus Braunkohle

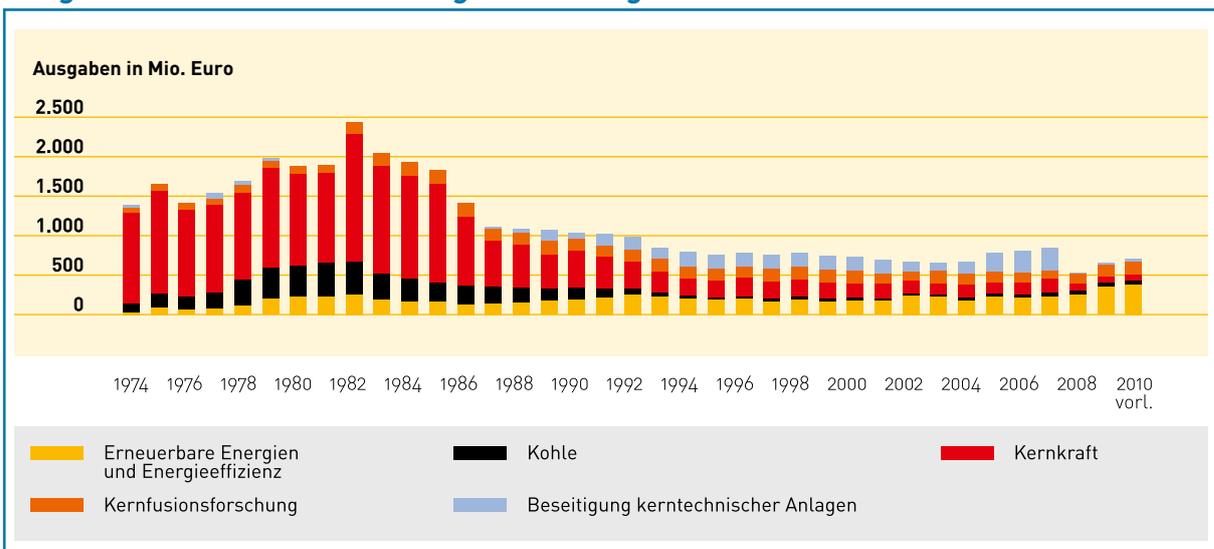
Der Braunkohleabbau erhält nur sehr geringe direkte Subventionen wie Finanzhilfen, profitiert jedoch von indirekten Subventionen. Die staatlichen Hilfen reichen von Umsiedlungsförderung und Steuer- und Investitionsvergünstigungen über die Absatzförderung bis hin zur fehlenden Förderabgabe und der Freistellung vom Wasserentnahmeentgelt. Die Zusatzkosten durch direkte und indirekte Subventionen beliefen sich nach Berechnungen des FÖS im Jahr 2010 auf gut 1,7 Mrd. Euro. Die unentgeltliche Zuteilung von CO₂-Emissionsrechten hatte im Jahr 2010 einen Förderwert von rund 1,3 Mrd. Euro. Der Energieträger Braunkohle wurde damit im Jahr 2010 mit insgesamt rund 3,1 Mrd. Euro bevorteilt.

Insgesamt profitierte der Energieträger Braunkohle von 1970 bis 2010 von Vergünstigungen in Höhe von 66,9 Mrd. Euro. Umgelegt auf die in diesem Zeitraum erzeugte Menge Strom aus Braunkohlekraftwerken, würden die Kosten einer Kilowattstunde um 1,2 Cent steigen.

Zusatzkosten 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 2010 auf ca. 1,3 Mrd. Euro. Zwischen 1970 und 2010 beliefen sich diese staatlichen Aufwendungen auf 74,1 Mrd. Euro (1950 – 2010: 82,4 Mrd. Euro, davon für Forschung: 55,2 Mrd. Euro).

Ausgaben des Bundes für Energieforschung



Bis 2007 floss der Großteil der Forschungsausgaben des Bundes 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 2010 wurden von den Betreibern 28,7 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. Mit den angesammelten Rückstellungen verringern die Betreiber z.B. ihren Fremdkapitalbedarf und können indirekt ihre Marktdominanz ausbauen. Der Bundesrechnungshof kritisiert, 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 1,8 Mrd. Euro im Jahr 2010 anzusetzen. Insgesamt beläuft sich der Förderwert von 1970 bis 2010 auf 68,2 Mrd. Euro.

Außerdem profitierten Betreiber (analog zu Braunkohlekraftwerken) von Begünstigungen bei der Stromsteuer sowie einer Steuerbefreiung für Kernbrennstoffe mit einem Förderwert in Höhe von 1,6 Mrd. Euro im Jahr 2010 (1970 – 2010: 44,1 Mrd. Euro). Diese Steuerbefreiung endet 2011. Die Bundesregierung erwartet aus einer Brennelementesteuer bis zum Jahr 2016 Einnahmen von insgesamt 1,3 Mrd. Euro.

Die Produktion von Atomstrom wird indirekt auch durch die europaweite Einführung von CO₂-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. Zudem steigen mit den höheren Stromgestehungskosten eines fossilen Grenzkraftwerks die Strombeschaffungskosten insgesamt (vgl. S. 11/12). Der Gewinn für die Betreiber der Atomkraftwerke fällt damit umso größer aus und belief sich im Jahr 2010 auf 1,4 Mrd. Euro. Seit Einführung des Emissionshandels im Jahr 2005 belief sich diese Begünstigung auf insgesamt 9,6 Mrd. Euro.

Die Produktion von Strom in Atomkraftwerken wurde im Jahr 2010 mit direkten und indirekten Subventionen in Höhe von 6,1 Mrd. Euro bevorteilt. Insgesamt profitierte die Atomenergie von 1970 bis 2010 von Begünstigungen in Höhe von 196 Mrd. Euro. Umgelegt auf die in diesem Zeitraum erzeugte Menge Strom aus Atomkraftwerken, würden die Stromgestehungskosten einer Kilowattstunde um 4,1 Cent steigen.

Die zukünftigen Zusatzkosten werden in der FÖS-Studie für den Zeitraum von 2010 bis zur Stilllegung aller AKW Anfang der 2020er Jahre auf weitere 99,9 Mrd. Euro kalkuliert. Dabei wurde ein Auslaufen entsprechend der in der Atomgesetznovelle 2002 festgelegten Reststrommengen angenommen. Die mögliche Einführung einer Kernbrennstoffsteuer wurde dabei nicht berücksichtigt. Die hohe Begünstigung während der angenommenen verbleibenden Restlaufzeit von zehn Jahren ergibt sich vor allem aus indirekten Subventionen wie den erwarteten Steuervergünstigungen (66,4 Mrd. Euro) und den steigenden Mitnahmeeffekten infolge der Befreiung vom Emissionshandel (24,6 Mrd. Euro).

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.

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. Die Berücksichtigung ausschließlich der öffentlichen Ausgaben von Bund, Ländern und EU für die Nuklearforschung seit 1956 würde die Kosten für Atomstrom nach Schätzungen des Bundesumweltministeriums um ca. 2,2 Cent pro Kilowattstunde erhöhen.

Zwar sind durch den Abriss von Atomkraftwerken der ehemaligen DDR sowie durch die Folgeschäden des dortigen Uranabbaus hohe Zusatzkosten entstanden, doch wurden diese spezifischen Zusatzkosten des DDR-Atomstroms nicht bei der Berechnung der Zusatzkosten des erzeugten (westdeutschen) Atomstroms berücksichtigt.

Zusatzkosten 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 Marktanzreizprogramms, Bürgschaften). Im Jahr 2010 wurden die Erneuerbaren Energien mit 1,1 Mrd. Euro Finanzhilfen direkt subventioniert (1970 – 2010: 11,5 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 CO₂-Ausstoß (siehe S. 19) angelegt, fiel die Besteuerung im Jahr 2010 mit 0,3 Mrd. Euro zu hoch aus (1970 – 2010: -1,4 Mrd. Euro). Wie bei Atomkraftwerken wird eine Begünstigung durch die Befreiung vom Emissionshandel angenommen. Diese beläuft sich im Jahr 2010 auf 1 Mrd. Euro und auf insgesamt 5,3 Mrd. Euro seit Einführung des Emissionshandels im Jahr 2005.

Insgesamt wurden Erneuerbare Energien von 1970 bis 2010 mit 39,2 Mrd. Euro unterstützt. Umgelegt auf die in diesem Zeitraum erzeugte Menge Strom aus Erneuerbaren Energien, müssten durchschnittlich 2,2 Cent auf die Stromgestehungskosten einer Kilowattstunde erneuerbaren Stroms aufgeschlagen werden. Mit steigenden Differenzkosten (Förderwert des EEG) steigt dieser Wert tendenziell deutlich an. Im Gegensatz zu den oben beschriebenen Aufschlägen auf die Kosten von Kohle- und Atomstrom ist allerdings ein großer Teil der Zusatzkosten, welche sich aus der Förderung der Erneuerbaren Energien ergeben, bereits verursachergerecht vom Stromverbraucher bezahlt worden.

Denn die EEG-Umlage ist im Endverbraucher-Strompreis inbegriffen und ausgewiesen. Im Gegensatz zu den übrigen Energieträgern sind die Zusatzkosten der Erneuerbaren Energien damit transparent. Sie werden größtenteils verbrauchsabhängig weitergegeben, statt öffentliche Mittel in Anspruch zu nehmen.

Die folgende Übersicht fasst die Ergebnisse der FÖS-Studie vom April 2011 zusammen. Die jeweils in Euro-Beträgen angegebene Summe der Zusatzkosten im Jahr 2010 bzw. für den Zeitraum 1970 - 2010 enthält bei mehreren Energieträgern auch Förderungen, die für die Wärmeerzeugung mit dem jeweiligen Energieträger vergeben wurden. So wird mit dem Abbau des Energieträgers Steinkohle indirekt sowohl die Strom- als auch die Wärmeerzeugung subventioniert, ohne dass stets eine eindeutige Zuordnung zu subventionierten Strom- und Wärmemengen möglich ist. Um die jeweils auf eine Kilowattstunde Strom heruntergebrochenen Cent-Beträge zu berechnen, wurde daher nur ein Teil der insgesamt verursachten Zusatzkosten herangezogen. Die Zusatzkosten, die anteilig mit der Wärmeerzeugung verbunden sind, bleiben damit außen vor.

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 Förderinstrument, öffentliche Haushalte beziehungsweise Steuergelder sind nicht berührt. Die aus der Differenz von Vermarktungserlösen und EEG-Vergütungszahlungen entstandenen Differenzkosten sind als EEG-Umlage bereits verbrauchsgerecht im Endverbraucher-Strompreis internalisiert. Der Förderwert des EEG wird von der FÖS-Studie dennoch als relevante Begünstigung Erneuerbarer Energien berücksichtigt. Der Förderwert entspricht dabei den Differenzkosten. Das heißt, im Jahr 2010 belief sich die Förderung der Erneuerbaren Energien durch das EEG auf 8,2 Mrd. Euro (vgl. S. 15). Insgesamt wurden die Erneuerbaren Energien damit von 1991 bis 2010 mit 40,1 Mrd. Euro über das EEG bzw. dessen Vorgängergesetz, das Stromeinspeisegesetz, begünstigt.

Die FÖS-Studie rechnet den Merit-Order-Effekt Erneuerbarer Energien an der Strombörse als positiven Effekt gegen. Dadurch reduziert sich die Begünstigung Erneuerbarer Energien im Jahr 2010 auf 7,5 Mrd. Euro.

Indirekte und direkte Subventionen im Vergleich

	Im Jahr 2010	Zeitraum 1970 - 2010
Steinkohle – Direkte Subventionen (Finanzhilfen) – Indirekte Subventionen (Steuerbegünstigungen) – Begünstigung im CO ₂ -Emissionshandel Summe Würde die Summe der Zusatzkosten auf die Gesamtheit des erzeugten Stroms aus Steinkohlekraftwerken umgelegt, stiege der Preis einer Kilowattsunde um ...	2,2 Mrd. Euro 2,2 Mrd. Euro 1,5 Mrd. Euro 6,0 Mrd. Euro	185,2 Mrd. Euro 92,8 Mrd. Euro 10,1 Mrd. Euro 288 Mrd. Euro 3,2 Cent
Braunkohle – Direkte Subventionen (Finanzhilfen) – Indirekte Subventionen (Steuerbegünstigungen) – Begünstigung im CO ₂ -Emissionshandel Summe Würde die Summe der Zusatzkosten auf die Gesamtheit des erzeugten Stroms aus Braunkohlekraftwerken umgelegt, stiege der Preis einer Kilowattstunde um ...	0,01 Mrd. Euro 1,7 Mrd. Euro 1,3 Mrd. Euro 3,1 Mrd. Euro	0,1 Mrd. Euro 55,6 Mrd. Euro 11,2 Mrd. Euro 66,9 Mrd. Euro 1,2 Cent
Atomkraft – Direkte Subventionen (Finanzhilfen) – Indirekte Subventionen (Steuerbegünstigungen) – Förderwert steuerfreier Rückstellungen – Begünstigung im CO ₂ -Emissionshandel Summe Würde die Summe der Zusatzkosten auf die Gesamtheit des erzeugten Stroms aus Atomkraftwerken umgelegt, stiege der Preis einer Kilowattstunde um ...	1,3 Mrd. Euro 1,6 Mrd. Euro 1,8 Mrd. Euro 1,4 Mrd. Euro 6,1 Mrd. Euro	74,1 Mrd. Euro 44,1 Mrd. Euro 68,2 Mrd. Euro 9,6 Mrd. Euro 196,0 Mrd. Euro 4,1 Cent
Erneuerbare Energien – Direkte Subventionen (Finanzhilfen) – Indirekte Subventionen (Steuerbegünstigungen) – Förderwert EEG – Begünstigung im CO ₂ -Emissionshandel Summe (abzüglich Merit-Order-Effekt) Würde die Summe der Zusatzkosten auf die Gesamtheit des erzeugten Stroms aus Erneuerbaren Energien umgelegt, stiege der Preis einer Kilowattstunde um ...	1,1 Mrd. Euro -0,3 Mrd. Euro 8,3 Mrd. Euro 1,0 Mrd. Euro 7,5 Mrd. Euro	11,5 Mrd. Euro -1,4 Mrd. Euro 40,1 Mrd. Euro 5,3 Mrd. Euro 39,2 Mrd. Euro 2,2 Cent

Quelle: FÖS 2011

Werden nur die direkten staatlichen Subventionen für Strom aus Erneuerbaren Energien betrachtet, d.h. ohne den Förderwert des EEG, ergibt sich ein Förderaufschlag von nur 0,5 Cent je Kilowattstunde. Verglichen mit der Stromproduktion aus Atomenergie liegen deren direkte staatliche Subventionen also mindestens um das Zehnfache höher.

Externe Kosten: Die Schäden, die auf der Stromrechnung fehlen

Externe Kosten umfassen alle Kosten, die durch Klima-, Umwelt-, Gesundheits- und Materialschäden im Zusammenhang mit der Stromerzeugung entstehen, sowie die nicht internalisierten Bereitstellungskosten der jeweiligen Energieträger.

Externe Kosten der Stromproduktion aus Stein- und Braunkohle

Hauptverursacher externer Kosten bei der Stromerzeugung durch fossile Energien ist das Treibhausgas Kohlendioxid (CO₂), welches unvermeidlich bei der Verbrennung kohlenstoffhaltiger Energieträger wie Kohle, Erdöl oder Erdgas entsteht. Studien beziffern die externen Kosten des von Menschen verursachten Kohlendioxidausstoßes auf eine Bandbreite von 14 bis 300 Euro pro Tonne CO₂. 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 geringere Kosten werden die Auswirkungen des Klimawandels verursachen.

Konsens in der wissenschaftlichen Diskussion ist die Annahme von Minimalkosten von mindestens 14 Euro/Tonne CO₂ und dass die zu erwartenden Kosten eher darüber liegen. Eine verbreitete Durchschnittsannahme, die eher im unteren Mittelfeld der verschiedenen Studien liegt und mit dem auch das Bundesumweltministerium arbeitet, beziffert die externen Kosten des Treibhausgasausstoßes mit 70 Euro/Tonne CO₂. Neben den Kosten des Klimawandels entstehen bei der fossilen Energieerzeugung externe Kosten durch Luftschadstoffe wie Schwefeldioxid (SO₂), Stickoxide (NO_x) und Feinstaub. Diese Emissionen verursachen Gesundheits- und Umweltbelastungen, Materialkorrosion sowie Schäden in der Landwirtschaft. Allein die Gesundheitsschäden durch diese Emissionen summieren sich auf Beträge zwischen 3.000 und 12.000 Euro je Tonne.

Würden diese Kosten auf die erzeugte Kilowattstunde umgelegt, d.h. internalisiert, müssten die Kosten für die fossile Stromerzeugung entsprechend steigen. Für die Stromerzeugung aus Erdgas (Erdgas-Turbinenkraftwerk) müssten die Kosten um ca. 3 Cent je Kilowattstunde höher liegen. Bei Braunkohlekraftwerken müssten ca. 8 Cent je Kilowattstunde aufgeschlagen werden, womit die Stromgestehungskosten bestehender Braunkohlekraftwerke von ca. 3 bis 4 ct/kWh verdreifacht bis vervierfacht würden. Bei Steinkohle würden ca. 6 Cent aufgeschlagen. Diese Werte externer Kosten je Kilowattstunde beruhen auf dem 2006 beendeten Studienprojekt „Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern“ der Institute Fraunhofer-ISI und DLR.

Externe Kosten der Atomstromproduktion

Die Bezifferung sowohl der Wahrscheinlichkeit als auch der Folgekosten eines Unfalls in einem Atomkraftwerk mit Freisetzung von radioaktivem Material ist methodisch schwierig. Es kann jedoch als gesichert gelten, dass ein solcher Unfall katastrophale Ausmaße hätte. Betreiber müssten sich gegen die möglichen Schäden versichern, doch ist die Schadengrenze gesetzlich auf 2,5 Mrd. Euro begrenzt. Im tatsächlichen Katastrophenfall können deutlich höhere Schäden eintreten, wie die Reaktorkatastrophen von Tschernobyl und Fukushima zeigen². 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 je nach Standort eine gewichtete 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. Wenn für die Atomkraftwerke Haftungsregeln wie in den anderen Bereichen der Stromwirtschaft gelten würden, verteuerten sich nach einer Studie des Forums Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS) die Kosten für Atomstrom maximal um bis zu 2,70 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 mehr konkurrenzfähig wäre, wenn Versicherungszahlungen zur Abdeckung der Risiken und Folgeschäden geleistet werden müssten.

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 monetarisiert worden. 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 Umweltbundesamt schlägt daher in einer Methodenkonvention vor, als besten Schätzwert ersatzweise auf die externen Kosten der Braunkohle als Vergleichswert zurückzugreifen. Sollen die externen Kosten der Atomenergie auf die erzeugte Kilowattstunde umgelegt, d.h. internalisiert werden, müsste demnach für Atomstrom ein Aufschlag von mindestens 8 Cent angesetzt werden.

²) 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.

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 der Fraunhofer-ISI-/DLR-Studie nur sehr geringe externe Kosten an, wenn auch mit leichten Unterschieden. So war die Stromproduktion aus Photovoltaikanlagen nach dem Produktionsstand des Jahres 2000 mit externen Kosten von etwa 1 ct/kWh belastet, was am relativ energieintensiven Produktionsprozess der Solarzellen lag. Bedingt durch die technologische Entwicklung ist laut dieser Studie bis 2030 mit einer Reduzierung auf ca. 0,59 ct/kWh zu rechnen. Die geringsten externen Kosten unter den Erneuerbaren Energien verursacht der Fraunhofer-ISI-/DLR-Studie aus dem Jahr 2006 zufolge die Windenergie mit 0,15 ct/kWh bei Anlagen an Land und 0,09 ct/kWh bei Offshore-Anlagen.

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 jeweiligen Biomasse 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, die in höchst unterschiedlichen Nutzungspfaden und Anlagentechnologien erfolgen kann, ist noch relativ schwierig und erfordert in jedem Fall weitere Forschungsanstrengungen.

Externe Kosten der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und aus fossilen Energieträgern im Vergleich

(in Cent pro Kilowattstunde, Bewertung von CO₂-Emissionen mit 70 Euro pro Tonne CO₂)

	PV (2000)	PV (2030)	Laufwasser 300 kW	Wind 1,5MW Onshore	Wind 2,5 MW Offshore	Geothermie	Solarthermi- sche Kraftwerke	Braunkohle Dampf- kraftwerk, η=40%	Braunkohle GuD, η=48%	Steinkohle Dampf- kraftwerk, η=43%	Steinkohle GuD, η=46%	Erdgas GuD, η=58%
Klimawandel	0,69	0,38	0,09	0,07	0,06	0,26	0,09	7,4	6,4	5,9	5,5	2,7
Gesundheit	0,34	0,20	0,06	0,07	0,03	0,12	0,085	0,50	0,28	0,37	0,26	0,17
Ökosysteme	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Materialschäden	0,009	0,006	0,001	0,001	0,001	0,003	0,002	0,015	0,008	0,013	0,01	0,005
Ernteverluste	0,005	0,003	0,001	0,002	0,0004	0,002	0,001	0,010	0,004	0,009	0,005	0,004
Große Unfälle	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Proliferation	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Versorgungssicherheit	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Geo-politische Effekte	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	~ 1,0	~ 0,59	~ 0,15	~ 0,15	~ 0,09	~ 0,39	~ 0,18	> 7,9	> 6,4	> 6,3	> 5,7	> 2,9

● „grünes Licht“: keine nennenswerten Effekte
 ● „gelb“: es sind nicht zu vernachlässigende Auswirkungen zu erwarten, die zu externen Effekten führen
 ● „rotes Licht“: es sind schwerwiegende Auswirkungen zu erwarten, die im Konflikt zu Nachhaltigkeitszielen stehen

Quelle: DLR/Fraunhofer ISI 2006

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. Das bisher preisbestimmende Oligopol auf dem deutschen Strommarkt kann mit einem weiteren dezentralen Ausbau einer Vielzahl Erneuerbare-Energien-Anlagen unter Druck gesetzt werden – unter der Voraussetzung, dass die erfolgreichen Rahmenbedingungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes nicht grundlegend in Frage gestellt werden.

Schon heute erwirtschaften Erneuerbare Energien – trotz der in den vergangenen Jahren deutlich gestiegenen Zusatzkosten infolge direkter und indirekter Subventionen sowie der EEG-Umlage – unter dem Strich ein klares Plus für die Volkswirtschaft: Im Jahr 2010 sparten Erneuerbare Energien im Stromsektor 74,9 Mio. Tonnen Treibhausgase ein, insgesamt im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor rund 118 Mio. Tonnen. Damit wurden externe Kosten, etwa durch Klima- und Umweltschäden in Höhe von mindestens 8,4 Mrd. Euro vermieden. Dank Erneuerbarer Energien wird Deutschland zudem unabhängiger von Kohle, Erdgas und Erdöl: Im Jahr 2010 vermieden Erneuerbare Energien fossile Brennstoffimporte in Höhe von ca. 6,7 Mrd. Euro, davon ca. 2,5 Mrd. Euro allein im Stromsektor.

Die Neuinvestitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen stiegen nach Berechnungen des DIW im Jahr 2010 auf 26,6 Mrd. Euro. Insgesamt wurde mit Anlagenbetrieb und Wartung sowie Exporten ein Nachfrageimpuls für die deutsche Wirtschaft von 35,5 Mrd. Euro ausgelöst. Die positiven ökonomischen Effekte zeigen sich auch im Anstieg der Beschäftigtenzahl in der Erneuerbare-Energien-Branche von rund 340.000 im Jahr 2009 auf 370.000 im Jahr 2010. Nach einer Studie des Instituts für ökologische Wirtschaftsforschung generierten der Bau und Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen im Jahr 2010 eine kommunale Wertschöpfung in Form von Unternehmensgewinnen, Einkommen und kommunalen Steuereinnahmen von insgesamt 10,2 Mrd. Euro.

Die Anschubfinanzierung für Erneuerbare Energien macht sich somit vielfach bezahlt. Sie vermeidet die negativen Folgen eines Verharrens auf den konventionellen Quellen der Energieversorgung. Gleichzeitig sind bei einer Vielzahl von gesellschaftlichen Akteuren regional breit gestreute, positive ökonomische Effekte festzustellen, die weder von vorhandenen noch von neuen fossilen Großkraftwerken zu erwarten sind.

Quellen/Literatur

Agentur für Erneuerbare Energien (AEE)/Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE):

Stromversorgung 2020. Wege in eine moderne Energiewirtschaft. Berlin, Januar 2009.

Arrhenius: Zur Wirtschaftlichkeit von Kohlekraftwerken am Beispiel des geplanten Kohlekraftwerks in Mainz. Projektbericht. Hamburg, Mai 2009.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) („EEG 2012“). Informationen und häufig gestellte Fragen zur Novelle. Berlin, Juli 2011.

BMU: Innovation durch Forschung. Jahresbericht 2010 zur Forschungsförderung im Bereich der erneuerbaren Energien. Berlin, Mai 2011.

BMU: Welche Wirkung hat die Förderung der erneuerbaren Energien auf den Haushalts-Strompreis? Berlin, April 2011.

BMU: Kosten und Nutzen des Ausbaus erneuerbarer Energien. Berlin, April 2011.

BMU: Wirtschaftsförderung durch Erneuerbare Energien - Was bringt uns das? Berlin, August 2009.

BMU: Strom aus Erneuerbaren Energien – Was kostet uns das? Berlin, April 2009.

Bundesnetzagentur: Informationen zu aktuellen Aufgaben und Entscheidungen der Bundesnetzagentur. Beiratssitzung vom 29. November 2010, Tagesordnungspunkt 3, S. 17.

Bundesregierung: Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz. Berlin, Juni 2011.

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.

DIW: Chancen der Energiewende. DIW-Wochenbericht 20/2011, Mai 2011.

DLR Institut für Technische Thermodynamik (DLR)/Fraunhofer IWES/IfNE: Leitstudie 2010. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Stuttgart/Kassel/Teltow, Dezember 2010.

Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS): Staatliche Förderungen der Atomenergie im Zeitraum 1950 – 2008. Berlin/Hamburg, August 2009.

FÖS: Was Strom wirklich kostet. Vergleich der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten von Atom, Kohle und Erneuerbaren Energien. Berlin, April 2011.

Fraunhofer ISE: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Freiburg i.B., Dezember 2010.

Fraunhofer ISI/DLR: Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Karlsruhe/Stuttgart, April 2006.

Fraunhofer ISI/GWS/IZES/DIW: Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt. Update der quantifizierten Kosten- und Nutzenwirkungen für 2010. Karlsruhe/Osnabrück/Saarbrücken/Berlin, Juni 2011.

Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK)/Westdeutsche Landesbank (WestLB): Deutsche Stromversorger – In der CO₂-Falle? Potsdam/Düsseldorf, September 2009.

Sensfuß, Frank: Analysen zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien. Update für das Jahr 2009. Update für das Jahr 2009 (Fraunhofer ISI). Karlsruhe, Februar 2011.

Traber, Thure/Kemfert, Claudia/Diekmann, Jochen: Strompreise: Künftig nur noch geringe Erhöhung durch erneuerbare Energie. In: Wochenbericht des DIW Berlin, Nr. 6/2011.

Umweltbundesamt: Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien – klimafreundlich und ökonomisch sinnvoll. Dessau, Februar 2011.

Wenzel, Bernd/Nitsch, Joachim: Ausbau Erneuerbarer Energien im Strombereich. EEG-Vergütungen, -Differenzkosten und -Umlage sowie ausgewählte Nutzeneffekte bis zum Jahr 2030. Teltow/Stuttgart, Dezember 2008.

Wenzel, Bernd: Strom aus Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030. Kosten-Nutzen-Betrachtung ausgewählter Aspekte. Teltow, Januar 2009

In der Reihe RENEWS Spezial sind bisher erschienen:

Titel der Ausgabe	Nr.	Datum
Konflikte und Risiken der Energieversorgung – Erneuerbare Energien als Beitrag zu Ressourcenversorgung und Energiesicherheit	51	Feb 11
Erneuerbare im Netz – Die notwendige Anpassung der Versorgungsinfrastruktur	50	Feb 11
Klima- und Umweltschutz durch Erneuerbare Energien	49	Feb 11
Erneuerbare Energien – Ein Gewinn für den Wirtschaftsstandort Deutschland	48	Jan 11
Erneuerbare Wärme – Klimafreundlich, wirtschaftlich, technisch ausgereift	47	Jan 11
Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien	46	Dez 10
Solarparks – Chancen für die Biodiversität	45	Dez 10
Bundesländervergleich Erneuerbare Energien 2010	44	Nov 10
Holzenergie – Bedeutung, Potenziale, Herausforderungen	43	Okt 10
Erneuerbare Energien – Mehr Unabhängigkeit vom Erdöl	42	Sep 10
20 Jahre Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien in Deutschland - eine Erfolgsgeschichte	41	Sept 10
Kosten und Potenziale von Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken	40	Aug 10
Biokraftstoffe	38	Aug 10
Innovationsentwicklung der Erneuerbaren Energien	37	Juli 10
Daten und Fakten Biokraftstoffe 2009	36	Juli 10
Grundlastkraftwerke und Erneuerbare Energien – ein Systemkonflikt?	35	Juni 10
Anbau von Energiepflanzen	34	Juni 10
Erneuerbare Energien und Elektromobilität	33	Juni 10
Wirtschaftsfaktor Erneuerbare Energien in Deutschland	32	Juni 10
Akzeptanz der Erneuerbaren Energien in der deutschen Bevölkerung	31	Mai 10
Erneuerbare Elektromobilität	30	April 10
Strom speichern	29	April 10
Kosten und Nutzen des Ausbaus Erneuerbarer Energien	28	März 10
10 Jahre Erneuerbare-Energien-Gesetz - 20 Jahre Stromeinspeisungsgesetz	27	März 10
Kosten und Preise für Strom – Fossile, Atomstrom und Erneuerbare Energien im Vergleich	26	Feb 10
Häuslebauer nehmen Erneuerbare-Energien- Wärmegesetz gut an Umfrage unter 500 Bauunternehmen, Planungs- und Architekturbüros	24	Jan 10
Erneuerbare Energien in der Fläche	23	Jan 10
Reststoffe für Bioenergie nutzen	22	Jan 10
Regionale Wertschöpfung durch die Nutzung Erneuerbarer Energien	21	Dez 09
Biogas – Daten und Fakten 2009 –Energiebereitstellung	20	Nov 09
Wärme speichern	18	Nov 09
Zertifizierung von Bioenergieträgern	15	Nov 09
Erneuerbare Mobilität	12	April 09
Erneuerbare-Energien-Gesetz vs. Emissionshandel?	11	März 09
Stromversorgung 2020 – Wege in eine moderne Energiewirtschaft	10	Jan 09
Deutscher Mittelstand für Erneuerbare Energien	9	Nov 09
Stromlücke oder Luxusproblem	8	Nov 09
Kombikraftwerk	7	Okt 07

Siehe auch: <http://www.unendlich-viel-energie.de/de/service/mediathek/renewsspezial.html>

**Agentur für Erneuerbare
Energien e.V.**

Reinhardtstr. 18

10117 Berlin

Tel.: 030-200535-3

Fax: 030-200535-51

kontakt@unendlich-viel-energie.de

ISSN 2190-3581

www.unendlich-viel-energie.de

