



Bundesministerium  
für Umwelt, Naturschutz  
und Reaktorsicherheit

## AUSBAU ERNEUERBARER ENERGIEN IM STROMBEREICH BIS ZUM JAHR 2030



## **IMPRESSUM**

Herausgeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)  
Referat Öffentlichkeitsarbeit · 11055 Berlin  
E-Mail: [service@bmu.bund.de](mailto:service@bmu.bund.de)  
Internet: [www.bmu.de](http://www.bmu.de) · [www.erneuerbare-energien.de](http://www.erneuerbare-energien.de)

Redaktion: Dr. Wolfhart Dürrschmidt, Dr. Michael van Mark,  
Referat Allgemeine und grundsätzliche Angelegenheiten der erneuerbaren Energien (KI III 1)

Fachliche  
Bearbeitung: Dr. Bernd Wenzel, Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE), Teltow  
Dr. Joachim Nitsch, Stuttgart

Druck: BMU

Stand: Dezember 2008

1. Auflage: 250 Stück

# **Ausbau erneuerbarer Energien im Strombereich**

## **EEG-Vergütungen, -Differenzkosten und -Umlage sowie ausgewählte Nutzeneffekte bis zum Jahr 2030**

**Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt,  
Naturschutz und Reaktorsicherheit.**

**Dr. Bernd Wenzel, Ingenieurbüro für neue Energien - IfnE  
Dr. Joachim Nitsch**

**Teltow – Stuttgart  
Dezember 2008**



## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Zusammenfassung und Ergebnisse .....</b>	<b>11</b>
<b>2</b>	<b>Einführung und methodische Grundlagen.....</b>	<b>15</b>
2.1	Ausgangssituation.....	15
2.2	Modellbeschreibung .....	18
2.3	Allgemeine Randbedingungen und Annahmen.....	19
2.4	EEG 2009 - Vergütungssätze nach Sparten.....	20
2.4.1	Wasserkraft (§ 23).....	20
2.4.2	Deponie-, Klär- und Grubengas (§§ 24-26) .....	21
2.4.3	Biomasse (§ 27).....	22
2.4.4	Geothermie (§ 28) .....	28
2.4.5	Windenergie (§§ 29-31) .....	29
2.4.6	Solare Strahlungsenergie (§§ 32, 33).....	29
<b>3</b>	<b>Szenarien zum EE-Ausbau, Stromverbrauch und Strompreise.....</b>	<b>33</b>
3.1	Leitszenario 2008 .....	33
3.2	Plus-Variante .....	39
3.3	Bruttostromverbrauch.....	41
3.4	Strompreise.....	43
3.4.1	Historische Entwicklung .....	43
3.4.2	Entwicklung der Brennstoffpreise für Kraftwerke.....	45
3.4.3	Entwicklung des Strom-Großhandelspreises .....	46
<b>4</b>	<b>EEG-Kostenanalyse .....</b>	<b>51</b>
4.1	Vorbemerkung .....	51
4.2	Entwicklung der nach EEG vergüteten Stromerzeugung .....	51
4.3	Entwicklung der gesamten EEG-Vergütungen und EEG-Differenzkosten.....	55
4.3.1	EEG-Vergütungen.....	55
4.3.2	EEG-Differenzkosten .....	57
4.3.3	EEG-Umlage .....	59
4.4	Abbau von durch das EEG erbrachten Vorleistungen.....	62
4.5	Vergleich mit früheren Untersuchungen .....	63

<b>5</b>	<b>Einordnung in den gesamtwirtschaftlichen Kontext .....</b>	<b>65</b>
5.1	Vorbemerkung .....	65
5.2	Vermiedene CO <sub>2</sub> -Emissionen durch EEG-induzierte Stromerzeugung .....	66
5.3	Eingesparte fossile Energieträger durch EEG-Stromerzeugung .....	67
<b>6</b>	<b>Literatur.....</b>	<b>71</b>
<b>7</b>	<b>Anhang.....</b>	<b>75</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Strom aus erneuerbaren Energien ggü. EEG-vergütetem Strom .....	17
Abbildung 2-2	Zusammenwirken der beiden Modelle ARES und KODARES .....	19
Abbildung 2-3:	Entwicklung der Vergütungssätze für Neuanlagen mit fester Biomasse (in jeweiligen Preisen) .....	28
Abbildung 3-1:	Entwicklung der Stromerzeugung aus EE bis 2030 im <i>Leitszenario</i> <i>2008</i> und Vergleich mit den Ausbauszenarien des Energiegipfels [Schlesinger et al. 2007]. .....	34
Abbildung 3-2:	Neu installierte EE-Leistung (Neubau und Ersatz) 2000 – 2030 im <i>Leitszenario 2008</i> .....	37
Abbildung 3-3:	Jährliche Investitionsvolumina für den Strombereich für <i>Leitszenario</i> <i>2008</i> .....	38
Abbildung 3-4:	Historische und erwartete Entwicklung des Bruttostromverbrauchs 1990-2030 .....	42
Abbildung 3-5:	Entwicklung des Bruttostromverbrauchs nach Verbrauchergruppen 2000 – 2050 im <i>Leitszenario 2008</i> .....	43
Abbildung 3-6:	Entwicklung der Stromgroßhandelspreise an der Leipziger Strombörse EEX 2002 – 2009 (Jahresdurchschnitte, Stand 10/08) .....	44
Abbildung 3-7:	Entwicklung der Brennstoffpreise für Erdgas, Stein- und Braunkohle .....	46
Abbildung 3-8:	Stromerzeugungskosten fossiler Kraftwerke (Ausnutzung 7.000 h/a) nach Kostenarten bei einer Brennstoff- und CO <sub>2</sub> -Preisentwicklung gemäß Brennstoff-Preisfad A. ....	47
Abbildung 3-9:	Erwartete Entwicklung der Großhandelsstrompreise .....	50
Abbildung 4-1:	Entwicklung der EEG-Anfangsvergütungen für Neuanlagen und des Strompreispfades <i>Basis</i> in jeweiligen Preisen .....	52
Abbildung 4-2:	Entwicklung der EEG-Durchschnittsvergütung ohne Ausscheiden von Anlagen aus der EEG-Vergütung und ohne Berücksichtigung vermiedener Netznutzungsentgelte im Vergleich zu den drei Strompreispfaden in dieser Studie .....	53
Abbildung 4-3:	Entwicklung der nach EEG vergüteten Strommengen für <i>Leitszenario 2008</i> .....	54
Abbildung 4-4:	Entwicklung der EEG-Vergütungszahlungen für das <i>Leitszenario 2008</i> (Strompreisfad <i>Basis</i> ).....	56

Abbildung 4-5:	Entwicklung der EEG-Vergütungszahlungen für die <i>Plus-Variante</i> (Preisfad <i>Basis</i> ) .....	56
Abbildung 4-6:	Entwicklung der EEG-Differenzkosten für die vergütete Stromerzeugung im <i>Leitszenario 2008</i> .....	58
Abbildung 4-7:	Entwicklung der Differenzkosten für die EEG-vergütete Stromerzeugung nach der <i>Plus-Variante</i> .....	58
Abbildung 4-8:	Entwicklung der EEG-Umlage beim <i>Leitszenario 2008</i> für verschiedene Preisfade .....	60
Abbildung 4-9:	Entwicklung der EEG-Differenzkosten mit und ohne Gutschrift der Erlöse nach Ausscheiden aus der EEG-Vergütung .....	63
Abbildung 5-1:	CO <sub>2</sub> -Emissionsvermeidung durch EEG-Strom mit Vergütungsanspruch und dessen spezifische Vermeidungskosten ( <i>Leitszenario 2008</i> , Strompreisfad <i>Basis</i> ) .....	67

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1:	Eckdaten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ( <i>Leitszenario 2008</i> , Strompreisfad <i>Basis</i> ) .....	13
Tabelle 1-2:	Eckdaten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ( <i>Plus-Variante</i> , Strompreisfad <i>Basis</i> ) .....	14
Tabelle 2-1:	Fiktive und geplante bzw. in Bau befindliche Wasserkraftanlagen über 5 MW und resultierender EEG-Vergütungssatz .....	21
Tabelle 2-2:	Vergütungssätze in jeweiligen Preisen für die Stromerzeugung aus Biomasse nach § 27 EEG für die angenommenen Referenzsysteme im jeweiligen Jahr der Inbetriebnahme (nominale Preise) .....	26
Tabelle 2-3:	Struktur der Stromerzeugung bei Holzbiomasse-Neuanlagen in ausgewählten Jahren (Anlagenzubau) .....	27
Tabelle 2-4:	Struktur der Stromerzeugung bei Biogas-Neuanlagen in ausgewählten Jahren (Anlagenzubau) .....	27
Tabelle 2-5:	Vergütungen für Neuanlagen bei Solarstrom-Eigenverbrauch .....	30
Tabelle 3-1:	Jährliche Investitionen in EEG- Stromerzeugungsanlagen (Basis <i>Leitszenario 2008</i> ) .....	39
Tabelle 3-2:	Vergleich Stromproduktion und installierte Leistung von <i>Leitszenario 2008</i> und <i>Plus-Variante</i> (E2-Variante der LEITSTUDIE 2008) .....	40

Tabelle 3-3:	Jährliche Investitionen in EEG-Stromerzeugungsanlagen (Basis: <i>Plus-Variante</i> ) .....	41
Tabelle 4-1:	Mindestüberschreitung des Stromgroßhandelspreises, bevor EE-Anlagen aus dem EEG-Vergütungssystem ausscheiden.....	54
Tabelle 4-2:	EEG-Umlage für ausgewählte Verbrauchergruppen ( <i>Leitszenario 2008</i> , Preispfad <i>Basis</i> ) .....	60
Tabelle 4-3:	Vergleich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energie und Stromgroßhandelspreise nach verschiedenen Szenarien und tatsächlicher Entwicklung.....	64
Tabelle 5-1:	Eckdaten EEG-Strom im <i>Leitszenario 2008</i> , Preispfad <i>Basis</i> .....	66
Tabelle 5-2:	Einsparung fossiler Energieträger durch EEG-Strom im <i>Leitszenario 2008</i> (brutto) .....	68
Tabelle 7-1:	Preispfad A für Brennstoffe und CO <sub>2</sub> .....	75
Tabelle 7-2:	Preispfad B für Brennstoffe und CO <sub>2</sub> .....	76
Tabelle 7-3:	Stromerzeugungskosten fossiler Kraftwerke nach Preispfad A der LEITSTUDIE 2008 .....	77
Tabelle 7-4:	Stromerzeugungskosten neuer Kraftwerke Preispfad B der LEITSTUDIE 2008.....	78
Tabelle 7-5:	EE-Ausbau im <i>Leitszenario 2008</i> .....	79
Tabelle 7-6:	Ausbausszenario <i>Plus-Variante</i> (Variante E2 der LEITSTUDIE 2008) .....	80
Tabelle 7-7:	Vermiedene Importkosten für fossile Brennstoffe durch EEG-Strom.....	81



# 1 Zusammenfassung und Ergebnisse

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz als Nachfolger und Erweiterung des Stromeinspeisungsgesetzes hat seit dem Jahr 2000 den Ausbau erneuerbarer Energien im Strombereich deutlich beschleunigt. Die 2. Evaluierung des Gesetzes mit dem EEG-Erfahrungsbericht im Jahr 2007 hat zu einer Neufassung des EEG geführt, die zum 1.1.2009 in Kraft tritt. Hierbei wurden die meisten Vergütungssätze an aktuelle Erkenntnisse angepasst.

Parallel wurde auf EU-Ebene ein Richtlinienentwurf erarbeitet<sup>1</sup>, der vorsieht, den Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch bis 2020 auf 20% EU-weit zu erhöhen. Der Anteil in den einzelnen EU-Staaten ist nach verschiedenen Kriterien differenziert und soll für Deutschland 18% am Endenergieverbrauch betragen. Dieses Ziel steht in inhaltlicher Verbindung mit dem Ziel der Bundesregierung, die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40% gegenüber dem Basisjahr 1990 zu senken. Diese Ziele können nur durch ein Bündel an Maßnahmen erreicht werden, die in jedem Fall zu einem Strukturwandel in der Energiewirtschaft führen, innerhalb der die Stromwirtschaft einen herausragenden Anteil hat. Das Bundesumweltministerium lässt hierzu schon seit einigen Jahren Szenarien erarbeiten, welche diesen Weg des Strukturwandels genauer beschreiben. Die aktuellsten Szenarien hierzu finden sich in der LEITSTUDIE 2008 und bilden damit auch die Grundlage für diese Untersuchung.

Die Neufassung des EEG und auch die erfolgte Anpassung der Ausbauszenarien für erneuerbare Energien im Strombereich in der LEITSTUDIE 2008 machen eine neue Analyse der zu erwartenden EEG-Kosten nötig. Vor dem Hintergrund wurden in der vorliegenden Studie die Auswirkungen auf die Vergütungszahlungen, EEG-Differenzkosten und EEG-Umlage untersucht. Die Bandbreite des wahrscheinlichen Zubaus bei erneuerbaren Energien im Strombereich wird über zwei Ausbauszenarien der LEITSTUDIE 2008 abgebildet: Erstens das *Leitszenario 2008* und zweitens die *Plus-Variante*<sup>2</sup>.

Während das *Leitszenario 2008* im Jahr 2020 das neue EEG-Ausbauziel von mindestens 30% gerade erreicht, wird es in der *Plus-Variante* mit rund 37% deutlich überschritten. In absoluten Zahlen wächst die **EEG-Stromproduktion** dabei von 87,5 TWh (2007) über 171 bis 202 TWh (2020) bis auf 242 bis 278 TWh im Jahr 2030. Damit läge der Anteil am Bruttostromverbrauch 2020 bereits bei 30 bis 37% und 2030 bei 50 bis 59%.<sup>3</sup> Daran wird der Weg hin zu einer Stromwirtschaft auf Basis erneuerbarer Energien deutlich, in der die fossilen Energieträger anteilmäßig zunehmend in den Hintergrund treten. Die mit dem EE-Ausbau in

---

<sup>1</sup> Der Richtlinienentwurf befindet sich noch in Verhandlung, soll aber 2009 in Kraft treten.

<sup>2</sup> Entspricht der Variante E2 in der LEITSTUDIE 2008.

<sup>3</sup> Hierbei sind der biogenen Anteil des Abfalls und EE-Stromimporte mit einbezogen.

Deutschland verbundenen **Investitionen** in EEG-Stromerzeugungsanlagen liegen 2020 bei 8,1 bis 10,3 Mrd. €a. 2030 betragen sie 7,9 bis 8,6 Mrd. €

**EEG-Vergütungszahlungen** an Anlagenbetreiber fallen so lange an, wie diese ihren Strom nicht direkt vermarkten<sup>4</sup>, weil der Markt höhere Preise zahlt als das EEG. Diese Annahme führt zu einem Anstieg der EEG-Vergütungszahlungen von 7,9 Mrd. €<sub>2008</sub> (2007) auf rund 14,5 bis 16 Mrd. €<sub>2008</sub> im Jahr 2016. Danach fallen die EEG-Vergütungszahlungen wieder deutlich ab auf rund 4 bis 5 Mrd. €<sub>2008</sub> im Jahr 2030.

Wichtiger als die Vergütungszahlungen sind für die Volkswirtschaft und die Stromverbraucher die **EEG-Differenzkosten**. Hierbei wird berücksichtigt, dass die Pflichtabnahme und vorrangige Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien konventionell erzeugten Strom verdrängt, der sonst zu Marktpreisen hätte beschafft werden müssen. Die schon in der Vergangenheit und künftig auch weiter steigenden Stromgroßhandelspreise vermindern den Abstand zur den EEG-Vergütungssätzen. Die Differenzkosten steigen bis Mitte nächsten Jahrzehnts noch von heute 4,3 Mrd. €<sub>2008</sub> (2007) auf rund 5,5 bis 5,8 Mrd. €<sub>2008</sub> an, und gehen bis 2030 auf nur noch 0,6 bis 0,7 Mrd. €<sub>2008</sub> zurück. Rechnet man dem EEG auch die Einnahmeerlöse der Anlagen an, die aufgrund einer Direktvermarktung keine EEG-Vergütungen mehr erhalten, sondern frei am Strommarkt agieren, dann wird bis 2030 rund die Hälfte der seit 2000 aufgebrauchten EEG-Mehrkosten (EEG-Differenzkosten) bereits zurück gewonnen.

Für den Stromverbraucher bedeutet dies, dass die **EEG-Umlage** pro kWh von 1 Cent/kWh (2007) auf 1,4 bis 1,5 Cent<sub>2008</sub>/kWh bis Mitte des nächsten Jahrzehnts ansteigt und danach wieder abfällt. Das heißt, die monatlichen EEG-bedingten Mehrkosten für einen Referenzhaushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3.500 kWh steigen von derzeit rund 3 €<sub>2008</sub> auf rund 4 €bis 4,50 €<sub>2008</sub> bis Mitte nächsten Jahrzehnts an, um anschließend wieder zurückzugehen. Sie betragen 2020 noch rund 2,00 €<sub>2008</sub> und 2030 nur noch 30 Cent<sub>2008</sub>. Sparsamere Haushalte können aber auch nur die Hälfte der Kosten aufweisen.

Die Verdrängung von konventionell erzeugtem Strom führt zu einem geringeren Brennstoffbedarf in den Kraftwerken. Da die hier vorrangig verdrängten Brennstoffe Steinkohle und Erdgas ganz überwiegend importiert werden, wird somit auch die Abhängigkeit von **fossilen Energieimporten** deutlich verringert und in der Folge auch Kosten für fossile Energieimporte vermieden. Der nur durch EE-Strom erwirkte Entlastungsbeitrag steigt von etwa 1,3 Mrd. €<sub>2008</sub> (2007) auf rund 8 bis 13 Mrd. €<sub>2008</sub> bis 2030, je nach gewählter Brennstoffpreisentwicklung und EEG-Zubau.

Erneuerbare Energien schützen das Klima durch die **Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen**. Allein im Strombereich steigen sie von 79 Mio. t (2007) bis auf rund 180 bis 200 Mio. t im Jahr 2030 an. Die noch nicht über den CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis internalisierten externen Kosten sinken

---

<sup>4</sup> Die im Rahmen einer Verordnungsermächtigung in Zukunft ggf. mögliche Direktvermarktungsprämie über das EEG findet hierbei keine Berücksichtigung.

von 5,8 Mrd. €<sub>2008</sub> (2007) bis 2030 auf rund 3,6 bis 4,0 Mrd. €<sub>2008</sub>. Die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten der durch das EEG induzierten EEG-Strommenge sinken von 92 €<sub>2008</sub>/t im Jahr 2007 auf rund 33 bis 38 €<sub>2008</sub>/t im Jahr 2020 und nur noch 3-4 €<sub>2008</sub>/t im Jahr 2030. Betrachtet man den mengenmäßig ganz überwiegenden Anteil des EEG-Stroms ohne Fotovoltaik, sind es 2007 rund 66 €<sub>2008</sub>/t CO<sub>2</sub> gewesen, die auf 15 bis 18 €<sub>2008</sub>/t CO<sub>2</sub> (2020) bzw. 1,50 bis 2 €<sub>2008</sub>/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2030 absinken würden.

Die durch das EEG angestoßenen Investitionen in Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien führen auf der einen Seite temporär zu Mehrkosten für die Volkswirtschaft bzw. alle Stromverbraucher, haben auf der anderen Seite eine schon heute einen erheblichen Nutzen erbracht. Die vom Gesetzgeber mit dem EEG beabsichtigten Wirkungen hinsichtlich der Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen, externen Kosten und fossiler Energieträgerimporte stellen bereits heute relevante volkswirtschaftliche Vorteile dar, deren Bedeutung in Zukunft noch deutlich wachsen wird. Die zentralen Ergebnisse dieser Untersuchung zeigen die unten stehenden Tabellen<sup>5</sup>:

**Tabelle 1-1: Eckdaten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien**  
(Leitszenario 2008, Strompreisfad Basis)

		2007	2010	2015	2020	2030
EEG-Stromerzeugung <sup>6</sup>	TWh	87,5	101	132	171	242
EEG-Anlageninvestitionen	Mrd. € <sub>2008</sub>	8,7	7,0	6,7	8,1	7,9
EEG-Vergütungszahlungen	Mrd. € <sub>2008</sub>	7,9	10,9	14,0	12,5	4,2
EEG-Differenzkosten	Mrd. € <sub>2008</sub>	4,3	5,2	5,4	4,6	0,6
EEG-Umlage	Ct <sub>2008</sub> /kWh	1,0	1,3	1,4	1,2	0,2
Einsparung fossiler Energieimporte	Mrd. € <sub>2008</sub>	1,3	2,4	4,0	6,2	11,4
Vermiedene CO <sub>2</sub> -Emissionen	Mio. t	79	89	110	136	177
Vermiedene externe Kosten <sup>7</sup>	Mrd. € <sub>2008</sub>	5,8	4,1	4,2	4,2	3,6
CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten	€ <sub>2008</sub> /t CO <sub>2</sub>	92	76	59	38	4
CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten (ohne Fotovoltaik)	€ <sub>2008</sub> /t CO <sub>2</sub>	66	44	30	18	2

<sup>5</sup> Kosten- und Nutzenergebnisse stellen zum Teil unterschiedliche Betrachtungsebenen dar und dürfen nicht mit einander verrechnet werden.

<sup>6</sup> Ohne den biogenen Anteil des Abfalls und EE-Stromimporte.

<sup>7</sup> Noch nicht über den CO<sub>2</sub>-Preis internalisierte externe Kosten, d.h. die Differenz zwischen 70 €<sub>2008</sub>/t nach [Krewitt & Schlomann 2005] und dem unterstellten CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis im jeweiligen Jahr (Anstieg des CO<sub>2</sub>-Preises von 24 €<sub>2008</sub>/t (2010) auf 50 €<sub>2008</sub>/t (2030)).

**Tabelle 1-2: Eckdaten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien  
(Plus-Variante, Strompreisfad Basis)**

		2007	2010	2015	2020	2030
EEG-Stromerzeugung <sup>8</sup>	TWh	87,5	103	144	202	278
EEG-Anlageninvestitionen	Mrd. € <sub>2008</sub>	8,7	8,0	9,0	10,3	8,6
EEG-Vergütungszahlungen	Mrd. € <sub>2008</sub>	7,9	11,1	15,3	14,3	4,7
EEG-Differenzkosten	Mrd. € <sub>2008</sub>	4,3	5,3	5,7	4,9	0,7
EEG-Umlage	Ct <sub>2008</sub> /kWh	1,0	1,3	1,5	1,3	0,2
Einsparung fossiler Energieimporte	Mrd. € <sub>2008</sub>	1,3	2,5	4,4	7,5	13,3
Vermiedene CO <sub>2</sub> -Emissionen	Mio. t	79	91	119	158	201
Vermiedene externe Kosten <sup>9</sup>	Mrd. € <sub>2008</sub>	5,8	4,2	4,5	4,9	4,0
CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten	€ <sub>2008</sub> /t CO <sub>2</sub>	92	75	57	33	3
CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten (ohne Fotovoltaik)	€ <sub>2008</sub> /t CO <sub>2</sub>	66	44	28	15	1,5

<sup>8</sup> Vgl. Fußnote 6.

<sup>9</sup> Vgl. Fußnote 7.

## 2 Einführung und methodische Grundlagen

### 2.1 Ausgangssituation

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat 2000 das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) von 1991 abgelöst und sich - aufgrund seiner Kernelemente: Anschluss-, Abnahme- und Mindestvergütungspflicht - bisher als das weltweit erfolgreichste Instrument zur Markteinführung erneuerbarer Energien im Strombereich erwiesen. Bis 2007 ist der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch durch das EEG von 6,3% (2000) auf über 14% gestiegen. Das EEG wurde nach 2004 im Jahr 2008 zum zweiten Mal tiefgreifend überarbeitet und an aktuelle Erkenntnisse angepasst. Es tritt in seiner Neufassung zum 1.1.2009 in Kraft [EEG 2009].

Wie schon in der Vergangenheit wurden die Kernelemente Anschluss-, Abnahme- und Mindestvergütungspflicht unverändert beibehalten. Gemäß § 1 EEG soll der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung im Jahr 2020 statt bisher mindestens 20% nun mindestens 30% betragen und „danach kontinuierlich weiter“ erhöht werden. Die Erhöhung des Ziels war u. a. deswegen erforderlich, da nur so die deutschen Klimaschutzverpflichtungen sowie der deutsche Anteil an den EU-Ausbauzielen für erneuerbare Energien bis 2020 realistisch erreichbar sind<sup>10</sup>. Das Gesetz wurde einer systematischen Neuordnung unterzogen, um die Übersichtlichkeit zu verbessern, was zu abweichenden Fundstellen für die einzelnen Regelungen führt.

Die für diese Untersuchung besonders wichtigen vergütungsrelevanten Änderungen betreffen die Anpassung der Vergütungssätze nach den §§ 23 - 33, die Veränderungen bei den Degressionen nach § 20 und die inhaltlichen Klarstellungen zu den Boni in den Anlagen 1 bis 4. Darüber hinaus sind für die Bestimmung der Differenzkosten auch die Bestimmungen in den §§ 53 und 54 zu beachten. Darüber hinaus wurden folgende Punkte neu in das EEG aufgenommen:

- Erweiterung der Netzkapazität bzw. Schadensersatz bei Einspeisemanagement (Abschaltung von EEG-Anlagen) durch die Netzbetreiber.
- Eine Reihe von Verordnungsermächtigungen (z.B. verbesserte Netzintegration von Windenergieanlagen, Anlagenregister, Nachhaltigkeitsverordnung Biomasseanbau, Wälzungsmechanismus, Markt- und Systemintegration, etc.).

Die vorgenommenen Anpassungen der Vergütungssätze führten in den meisten Fällen zu einer Anhebung (Wasserkraft, Wind Land, Wind Offshore, Biomasse, Deponiegas, Geo-

---

<sup>10</sup> Emissionsminderung bei den Klimagasen um 40% bezogen auf 1990 sowie ein Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch von 18% im Jahr 2020.

thermie) und in wenigen Fällen zu einer Absenkung (Solare Stromerzeugung, Grubengas). Die Degressionssätze wurde für Biomasse und Wind Land gesenkt, bei Wind Offshore auf 5% und bei solarer Stromerzeugung auf 9% ab 2011<sup>11</sup> erhöht. Hinzu kommt bei der solaren Strahlungsenergie ein Zubaukorridor<sup>12</sup>, bei dessen Über- oder Unterschreitung die Degressionssätze im Folgejahr um 1 Prozentpunkt erhöht bzw. erniedrigt werden.

Seit dem EEG 2004 wird auch die Stromerzeugung aus Grubengas über das EEG vergütet, obwohl es sich hierbei nicht um eine erneuerbare Energie, sondern um einen fossilen Energieträger handelt. Dies wurde auch im EEG 2009 beibehalten und führt zu etwas höheren Kosten des EEG, obwohl die Strommenge aus erneuerbaren Energien dadurch nicht vergrößert wird. Hinzu kommt die Unterscheidung, ob der Strom letztlich nach dem EEG vergütet wird oder nicht (so genannte Direktvermarktung). Etwas schwierig wird hierdurch die Begriffabgrenzung, denn nach EEG § 3 Nr. 3 beinhaltet der Begriff Strom aus erneuerbaren Energien (EE-Strom) sowohl denjenigen Strom, der nach dem EEG vergütet wird als auch denjenigen, der nicht nach EEG vergütet wird, nicht jedoch Strom aus Grubengas. Demgegenüber würde der Begriff EEG-Strom diesen jedoch enthalten.

Abbildung 2-1 verdeutlicht diese Abgrenzung. Das orange umrandete Feld umfasst dabei die gesamte Strommenge aus erneuerbaren Energien (EE-Strom), während die dunkelgelbe Fläche die nach EEG vergütete Strommenge inkl. Grubengas darstellt. Da die Vergütungspflicht des EEG neben der Anschlusspflicht, vorrangigen Abnahme, Übertragung und Verteilung nur ein – wenn auch zentralen - Aspekt für den Betrieb von EEG-Anlagen darstellt, wird in dieser Studie generell von EEG-Strom gesprochen, wobei insbesondere die **Unterscheidung hinsichtlich vergütetem und nicht vergütetem EEG-Strom** herausgestellt wird.<sup>13</sup>

---

<sup>11</sup> 2009 und 2010 leistungsabhängig zwischen 8% und 10%.

<sup>12</sup> Nach § 20 Abs. 2a betrifft die Leistungsunter-/Obergrenze für die installierte Anlagenleistung im Jahr  
2009: 1.000 / 1.500 MW  
2010: 1.100 / 1.700 MW  
2011: 1.200 / 1.900 MW

<sup>13</sup> Auch wenn die EEG-Vergütung für Neuanlagen von einem bestimmten Zeitpunkt nicht mehr investitionsentscheidend sein wird, bleibt dennoch die Anschluss- und vorrangige Abnahmepflicht weiterhin bedeutsam.



**Abbildung 2-1: Strom aus erneuerbaren Energien ggü. EEG-vergütetem Strom**

Die finanziellen Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien wurden bereits im Zusammenhang mit der Neufassung des EEG durch das Bundesumweltministerium 2003 untersucht; in einem Stadium des Gesetzgebungsverfahrens, zu dem allerdings noch nicht abschließend klar war, welche Regelungen letztlich umgesetzt und wie diese wirken werden. Eine zweite Untersuchung wurde nach Inkrafttreten des überarbeiteten [EEG 2004] zum 1.8.2004 durchgeführt, wobei die bereits gewonnenen Erfahrungen mit einer teilweise sehr dynamischen Entwicklung in den einzelnen Sparten (speziell Biomasse und Photovoltaik) bereits berücksichtigt werden konnten [Nitsch et al. 2005].

Im Zusammenhang mit der Überprüfung und Neufassung des EEG in den Jahren 2007/2008 wurden im Kontext des EEG-Erfahrungsberichts 2007 [BMU 2007a] bzw. bei der Begründung des Gesetzesentwurfes [EEG 2009b] erneut Berechnungen zu den finanziellen Auswirkungen des EEG angestellt [Wenzel 2007a], die jedoch auf noch vorläufigen EEG-Regelungen, Ausbauszenarien der LEITSTUDIE 2007 und anderen Annahmen zur Entwicklung des Stromgroßhandelspreises beruhten.

Sowohl die Neufassung des EEG 2009 und als auch neue Ausbauszenarien für die erneuerbaren Energien im Strombereich in der LEITSTUDIE 2008 machen eine Neuberechnung der erwarteten EEG-Kosten erforderlich. Der Betrachtungshorizont wurde bis zum Jahr 2030 ausgedehnt, da 2020 bereits in weniger als 12 Jahren erreicht ist, die Betrachtungszeiträume von Investitionen in Stromerzeugungsanlagen in der Regel aber bei 30 bis 40 Jahren liegen. Bei EEG-Anlagen handelt es sich meist um 20 Jahre, d.h. aber auch Anlagen, die 2009 in Betrieb gehen, haben einen Vergütungsanspruch, der schon bis zum Jahr 2029 reicht. Die veränderten EEG-Vergütungsregelungen und neue Erkenntnisse aus Monitoringvorhaben zum EEG [Scholwin et al. 2007 und 2008, Staiß et al. 2007] machten auch eine Verfeinerung der Modellparameter erforderlich.

Eine Einordnung der direkten EEG-Kosten in den gesamtwirtschaftlichen Kontext stellt schließlich die Verbindung zu den Nutzenwirkungen her. Hierbei wird auf die direkten und beabsichtigten Nutzenwirkungen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eingegangen, mit denen die heutigen Investitionen auch begründet werden.

### 2.2 Modellbeschreibung

Wie in den vorangegangenen Untersuchungen kommt auch in dieser Untersuchung das Rechenmodell KODARES (Kosten des Ausbaus Regenerativer Energiesysteme) zum Einsatz, wobei das Modell gegenüber den früheren Untersuchungen in vielen Punkten an aktuelle Erkenntnisse und Entwicklungen angepasst und erweitert wurde. KODARES setzt auf die Ergebnisse des Rechenmodells ARES (Ausbau Regenerativer Energiesysteme) auf, wie es in den Szenarienberechnungen der LEITSTUDIE 2008 [Nitsch 2008] zur Anwendung kommt. Die Anbindung der analysierten Ausbauszenarien zum Ausbau erneuerbarer Energien im Strombereich zeigt schematisch Abbildung 2-2.

Das Modell ARES liefert auf Basis der Ausbauszenarien u. a. Ergebnisse zu den erzeugten Strommengen, Differenzkosten<sup>14</sup> der Stromgestehung und Investitionssummen im Rahmen eines abgestimmten Zielsystems hinsichtlich der Nutzung erneuerbarer Energien in den Bereichen Strom, Wärme und Kraftstoffe.

---

<sup>14</sup> Auch in der **LEITSTUDIE 2008** wird der Begriff **Differenzkosten** verwendet. Im Unterschied zu den **in dieser Untersuchung** abgeleiteten **EEG-Differenzkosten** handelt es sich jedoch dort um die Differenz zwischen den - auch Wärmegutschriften berücksichtigenden – Stromerzeugungskosten aus fossilen Energieträgern und den Stromerzeugungskosten der erneuerbaren Energien. Dagegen handelt es sich bei den hier untersuchten EEG-Differenzkosten um die Differenz zwischen den EEG-Vergütungen und dem sich am Stromgroßhandelspreis orientierenden anlegbaren Wert für die gleiche Strommenge (Marktwert). Im Einzelfall kann es dadurch zu erheblichen Abweichungen kommen, da der Großhandelspreis für Strom aus verschiedenen Gründen durchschnittlich deutlich über den Erzeugungskosten liegt.

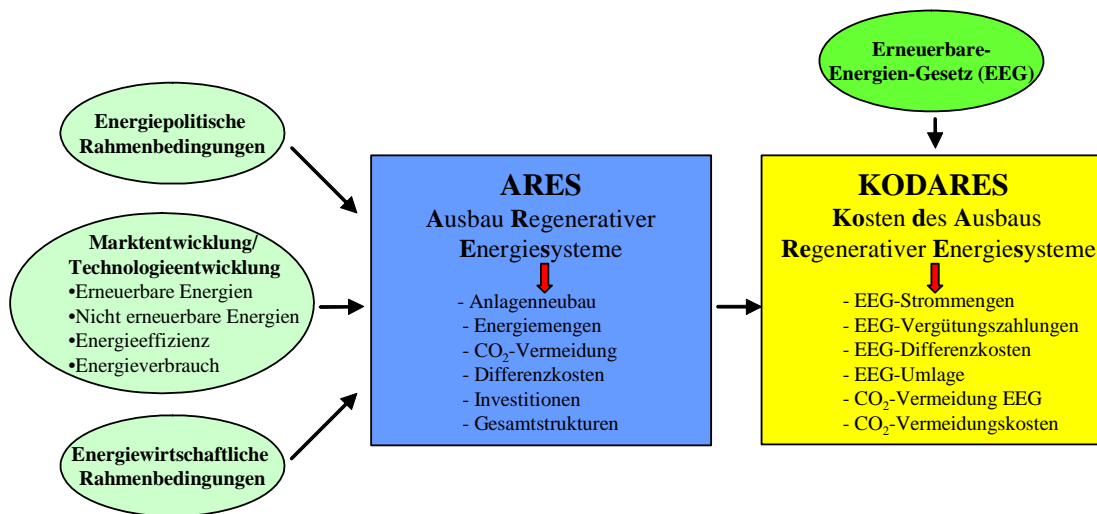


Abbildung 2-2 Zusammenwirken der beiden Modelle ARES und KODARES

## 2.3 Allgemeine Randbedingungen und Annahmen

Wie bei Modellrechnungen erforderlich, sind eine Reihe von Annahmen getroffen worden. Dies betrifft den Fortbestand des EEG bis 2030, das zu erwartende Verhalten der Anlagenbetreiber bei steigenden Großhandelspreisen für Strom und die damit interessant werdende Möglichkeit zu Direktvermarktung des produzierten Stroms. Nicht zuletzt hat die durchschnittlich zu erwartende allgemeine Preissteigerung einen großen Einfluss auf die Diskontierung künftiger Preise und Kosten auf das heutige Niveau. Angenommen wurde daher im Einzelnen:

- Die Regelungen des EEG 2009 bestehen bis zum Jahr 2030 in unveränderter Form fort.
- Die gesamte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien fällt in den Geltungsbereich des EEG. Das bedeutet jedoch nicht, dass der gesamte EE-Strom nach EEG vergütet wird, da bereits heute Teilmengen am Markt höhere Erlöse erzielen können und somit den bestehenden Vergütungsanspruch nicht wahrnehmen (z.B. große Wasserkraft, einige Holzbiomasse-Kraftwerke). Der Anteil dieser nicht mehr über das EEG vergüteten Anlagen wird perspektivisch wegen der Degressionseffekte und steigender Stromgroßhandelspreise deutlich zunehmen. Die relativ kleine Strommenge aus Grubengas findet keine Berücksichtigung in den Berechnungen.<sup>15</sup>
- EEG-Strom aus Anlagen - für den grundsätzlich ein Anspruch auf Vergütungszahlungen besteht - wird nur dann nach EEG vergütet, wenn der anlegbare Wert für Strom (Börsenpreis) geringer ist als die EEG-Vergütung. Dabei werden spartenabhängig zusätzlich Aufschläge berücksichtigt, da in der Praxis

<sup>15</sup> Strommenge 2007 rund 0,7 TWh, Vergütungsvolumen ca. 50 Mio. €

davon auszugehen ist, dass Anlagenbetreiber nicht bereits bei minimal höheren Großhandelspreisen auf die EEG-Vergütung verzichten werden und den Strom direkt vermarkten werden (vgl. Kapitel 4.1).

- Die Umrechnung der im Gesetz in jeweiligen Preisen angegebenen (nominalen) Vergütungssätze auf die Preisbasis 2008 (reale Preise) erfolgt unter der Annahme einer durchschnittlichen Inflationsrate von 2 % p. a..
- Zur Ermittlung der spezifischen EEG-Kosten pro kWh (EEG-Umlage) wird angenommen, dass der Anteil des Letztverbrauchs am Bruttostromverbrauch wie in den vergangenen Jahren bei etwa 80% verbleibt.
- Die Besondere Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen nach §§ 41/42 EEG (begünstigte privilegierte Letztverbraucher), wird im ganzen Betrachtungszeitraum durchgehend mit einem pauschalen Aufschlag von 20% auf die EEG-Umlage des nichtprivilegierten Letztverbrauchs berücksichtigt (2007: 17%).

Weitere Annahmen betreffen die einzelnen Sparten der EE und methodische Fragen, die nachstehend im jeweiligen Abschnitt erläutert werden.

### 2.4 EEG 2009 - Vergütungssätze nach Sparten

Zur Berechnung der EEG-Vergütungszahlungen nach Sparten ist im Zeitverlauf neben der Entwicklung des Anlagenzubaues nach Kapitel 3 vor allem das sukzessive Ausscheiden von EE-Anlagen aus dem EEG-Vergütungssystem bzw. auch das Ausscheiden von Altanlagen relevant. Die Nicht-Inanspruchnahme der EEG-Vergütungen durch Anlagen reduziert die Vergütungszahlungen, auch wenn der Vergütungsanspruch noch viele Jahre weiter bestehen kann.

Die Altersstruktur wird entsprechend der zu erwartenden Nutzungsdauern der Anlagen berücksichtigt. Diese wird in den Sparten identisch mit dem EEG-Vergütungszeitraum von 20 Jahren<sup>16</sup> angenommen, nur bei Wasserkraftanlagen wird von einer 40jährigen Nutzungsdauer ausgegangen.

#### 2.4.1 Wasserkraft (§ 23)

Im Bereich der Wasserkraftanlagen bis 5 MW war in der Vergangenheit durch das EEG ein stetiger Leistungszubau auf relativ geringem Niveau zwischen 30 und 40 MW pro Jahr zu verzeichnen. Dabei handelte es sich überwiegend um Leistungserhöhungen oder Revitalisierungen. Um die Ausbaudynamik zu beschleunigen, wurden im neuen EEG die Ver-

---

<sup>16</sup> Das EEG gewährt die Mindestvergütung über 20 Jahre zuzüglich des Inbetriebnahmejahres, d.h. maximal sind 21 Jahre Vergütungsanspruch möglich, wenn die Anlage zum 1.1. in Betrieb gegangen ist. Im Modell werden generell 20 Jahre Vergütungszeitraum angesetzt.

gütungssätze erhöht, gleichzeitig aber auch die Vergütungslaufzeit von 30 auf 20 Jahre reduziert und damit an die allgemeine EEG-Systematik angeglichen. Bei Modernisierungen bzw. Revitalisierungen von Anlagen, die vor dem 1.1.2009 in Betrieb genommen und nach dem 31.12.2008 modernisiert worden sind, werden für den Leistungsanteil bis 500 kW nun mindestens 11,67 Cent/kWh vergütet. Dabei schlägt sich die Laufzeitverringerung der EEG-Vergütung in einer Erhöhung von etwa 1 Cent/kWh nieder. Hinzu kommt weiter 1 Cent/kWh aufgrund von Kostensteigerungen bei Anlagenkomponenten und um die ökologischen Anforderungen noch umfassender umsetzen zu können. Um die höheren Planungs- und Genehmigungskosten bei Neuanlagen zu berücksichtigen, erhalten diese bis 500 kW zusätzlich einen weiten Cent/kWh, d.h. 12,67 Cent/kWh. Im Modell KODARES wird davon ausgegangen, dass der zukünftige Leistungszubau überwiegend den Bereich bis 500 kW betrifft und es sich zum ganz überwiegenden Teil weiterhin um Modernisierungen oder Revitalisierungen handeln wird, da der Neubau von Anlagen – unabhängig von der verbesserten Vergütung - aus genehmigungsrechtlichen Gründen sehr schwierig bleiben wird. Im Unterschied zu den übrigen Sparten unterliegen die Vergütungssätze für Strom aus Wasserkraft im Leistungsbereich bis 5 MW keiner Degression.

Im Leistungsbereich über 5 MW dürften praktisch keine der in Bau oder Planung befindlichen Neuanlagen die Vergütung nach § 23 Abs. 3 und 4 EEG mehr in Anspruch nehmen. Bei den Anlagen handelt es sich überwiegend um Leistungserhöhungen zwischen 24 und 75 MW (vgl. Tabelle 2-1), sodass sich EEG-Vergütungen für die Leistungserhöhung von 4,5 bis 6,4 Cent/kWh ergeben. Im Modell wird die mittlere Vergütung für die bekannten und drei fiktive Aus- und Neubauten mit 5,2 Cent/kWh im Jahr 2009 angesetzt, die ab 2010 einer jährlichen Degression von 1% unterliegt. Der Stromgroßhandelspreis liegt aber 2008 bereits bei 5,5 Cent/kWh (2009 voraussichtlich ca. 7 Cent/kWh), so dass die Betreiber großer Wasserkraftanlagen nach der Inbetriebnahme (ca. 2010 bis 2011) sicherlich den Weg der direkten Vermarktung wählen werden.

**Tabelle 2-1: Fiktive und geplante bzw. in Bau befindliche Wasserkraftanlagen über 5 MW und resultierender EEG-Vergütungssatz**

	Leistungsanteil MW					EEG-Vergütung	el. Leistung
	bis 0,5	0,5 bis 10	10 bis 20	20 bis 50	> 50	Cent/kWh	MW
Fiktiv 1	0,66	5,75	0,00	0,00	0,00	<b>6,41</b>	5,5
Fiktiv 2	0,52	5,87	0,00	0,00	0,00	<b>6,39</b>	7
Fiktiv 3	0,49	5,90	0,00	0,00	0,00	<b>6,38</b>	7,5
Weser	0,36	6,00	0,00	0,00	0,00	<b>6,37</b>	10
Albbruck-Dobern	0,15	2,50	2,42	0,72	0,00	<b>5,79</b>	24
Iffezheim	0,10	1,58	1,53	2,06	0,00	<b>5,26</b>	38
Rheinfelden	0,05	0,80	0,77	1,74	1,17	<b>4,53</b>	75

#### 2.4.2 Deponie-, Klär- und Grubengas (§§ 24-26)

Im Bereich von Deponie- und Klärgas werden die verbleibenden Nutzungspotenziale als gering eingeschätzt, da vor allem das Deponiegasaufkommen rückläufig ist und der Klärgasbereich weitgehend ausgeschöpft ist. Im Deponiegasbereich ist daher ein Trend zu kleineren,

aber teureren Anlagen zu verzeichnen. Im EEG wurde daher die Vergütung bis 500 kW<sub>el</sub> um knapp 2 Cent/kWh auf 9 Cent/kWh erhöht. Im Leistungsbereich bis 5 MW<sub>el</sub> und bei Klärgasanlagen gab es keine Veränderungen. Im *Leitszenario 2008* wird nur noch bis 2010/11 mit einem leichten Leistungszuwachs gerechnet, danach kommt bereits zu sinkenden Leistungen, da im vor allem im Deponiegasbereich die Ausgasung zurückgeht.

Die Einbeziehung des Grubengases in das Vergütungssystem im EEG 2004 erfolgte aus dem Grund, dass man die bislang einfach in die Atmosphäre entweichenden klimaschädlichen Methangasemissionen reduzieren und energetisch nutzen wollte. Dabei handelt sich aber nicht um eine erneuerbare Energiequelle. Das *Leitszenario 2008* bezieht das Grubengas nicht mit ein, da es keine erneuerbare Energie darstellt. Somit bleibt Grubengas auch in KODARES außen vor. Hierbei handelt es sich nach [BMU 2007, 2008] um etwa 700 GWh p. a., d.h. bei einer Durchschnittsvergütung von 7 Cent/kWh um rund 50 Mio. €<sub>2008</sub>, um die die zukünftigen Kosten unterschätzt sein könnten. Dies wird im Kontext der sowieso vorhandenen großen Bandbreite und Unsicherheiten für vertretbar angesehen.

Für den Zubau bei Deponie- und Klärgasanlagen wird ein Mischsatz von 8 Cent/kWh ab 2009 angesetzt, der einer Degression von 1,5% ab 2010 unterliegt.

### 2.4.3 Biomasse (§ 27)

Die im Vergleich umfangreichen Vergütungsregelungen für Biomasse befinden sich im neuen § 27 EEG 2009. Hinzu kommen die präzisierenden Bonusregelungen in den Anlagen 1-3 (Technologie-Bonus, Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen [NawaRo-Bonus] und KWK-Bonus). Aufgrund der Differenzierung in feste, gasförmige und flüssige Biomasse ist im Modell neben der Aufteilung nach eingesetzten Brennstoffen auch eine Betrachtung jeweils nach Anlagengrößen und -technologien erforderlich. Neu ist, dass ab 2010 alle Boni generell einer Degression von 1% p. a. unterliegen.

#### *Feste Biomasse*

Die Verstromung fester Biomasse (Holz) wird in KODARES durch vier Referenzanlagen abgebildet:

- **Altholz der Kategorien III/IV** entsprechend der Biomasseverordnung wird in EEG-Anlagen zumeist mit einer Leistung um 20 MW<sub>el</sub> eingesetzt und daher auch im Modell als Referenzanlagengröße gewählt. Neuanlagen, die eine EEG-Vergütung beanspruchen wollen, gehen entsprechend des Ausbauszenarios nach 2006 aus zwei Gründen kaum noch ans Netz: Zum einen aufgrund der deutlichen Absenkung der Vergütungssätze (auf 3,78 Cent/kWh<sub>el</sub>) für Anlagen, die nach dem 30.6.2006 in Betrieb gehen und zum anderen weil diese Anlagen ihre emissionschutzrechtliche Genehmigung gemäß Biomasseverordnung bereits vor dem 21.6.2004 bekommen haben müssen. Der Zubau von Biomasse-Holzanlagen 2007 hat sich folglich gegenüber 2006 etwa halbiert (Scholwin et al. 2008, 5).

Bei den in Betrieb befindlichen Anlagen wird nach den Ergebnissen des Biomasse-Monitorings (Scholwin et al. 2008, 23f.) davon ausgegangen, dass 60% KWK-Anlagen darstellen und dabei 20 % der Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt, für die der entsprechende Bonus in Höhe von 3 Cent/kWh für den Leistungsanteil bis 500 kW<sub>el</sub> und 2 Cent/kWh<sub>el</sub> für den darüber hinausgehenden Leistungsanteil gewährt wird.

- Die Vergütungshöhe für Strom aus **Altholzanlagen der Kategorien I und II (u. a. Industrierestholz) sowie Anlagen mit NawaRo-Anteil (Waldrestholz)** wird über einen Anlagentyp mit einer installierten Leistung von 5 MW<sub>el</sub> abgebildet. Aufgrund der geringeren Leistung dieser Anlagen ist es möglich, einen größeren Anteil des Stroms in Kraft-Wärme-Kopplung zu produzieren. Nach den Erfahrungen aus dem sog. Biomasse-Monitoring von EEG-Anlagen (Scholwin et al. 2007) hat sich gezeigt, dass rund 80% KWK-Anlagen darstellen, die durchschnittlich 50% KWK-Betriebszeit erreichen. Der anteilig gewährte NawaRo-Bonus bei der Verwendung von Waldrestholz (§ 27 Abs. 4 in Verb. mit Anlage 2 Nr. VI 1) beträgt für den Leistungsanteil bis 500 kW<sub>el</sub> 6 Cent/kWh<sub>el</sub> und darüber dann 2,5 Cent/kWh<sub>el</sub>, sofern es sich nicht um Holz aus Kurzumtriebsplantagen oder der Landschaftspflege handelt.  
Ab Mitte des nächsten Jahrzehnts wird in den Ausbauszenarien davon ausgegangen, dass kein nennenswerter Zubau von Altholzanlagen mehr stattfindet und Neuanlagen primär Waldrestholz bzw. Schnellumtriebsholz verwerten.
- **Innovative Anlagenkonzepte** wie ORC, Stirlingmotor oder Holzvergasung werden über einen Anlagentyp mit 1,5 MW<sub>el</sub> abgebildet. Bei diesen Anlagen wird unterstellt, dass sie überwiegend Waldrestholz nutzen und der Anteil der KWK-Anlagen hierbei 100% beträgt. Die KWK-Betriebszeit erreicht durchschnittlich 60%. Für das innovative Anlagenkonzept gibt es zusätzlich den Technologiebonus nach § 27 Abs. 4 in Verb. mit Anlage 1 Nr. II in Höhe von 2 Cent/kWh<sub>el</sub>.

### *Gasförmige Biomasse*

Die Neufassung des EEG 2009 hat besonders im Bereich der gasförmigen Biomasse Änderungen mit sich gebracht, die bei den Referenzanlagen zu berücksichtigen sind. Daneben haben die Monitoringberichte zur Wirkung des EEG auf die Stromerzeugung aus Biomasse [Scholwin et al. 2007 und 2008] einen großen Erkenntnisgewinn zu den in Betrieb befindlichen Anlagenkonfigurationen gebracht.

Die wichtigsten Veränderungen im EEG 2009 ggü. dem EEG 2004 betreffen die Grundvergütungen für kleine Anlagenklassen und die Boni.

- So wurde die Grundvergütung für Anlagenleistungen bis 150 kW<sub>el</sub> für Alt- und Neuanlagen auf 11,67 Cent/kWh erhöht. Bei Neuanlagen, die emissionschutzrechtlich genehmigt werden müssen, erhöht sich die Grundvergütung bis zu einem Leistungsanteil von 500 kW<sub>el</sub> um einen weiteren Cent/kWh, d.h. dann 12,67 Cent/kWh (bis 150

kW<sub>el</sub>) bzw. 10,18 Cent/kWh (bis 500 kW<sub>el</sub>). Wenn Altanlagen entsprechend nachgerüstet werden und sie dann die Grenzwerte für Formaldehyd einhalten, erhalten diese auch ein Cent mehr auf die Grundvergütung.

- Bis 500 kW<sub>el</sub> beträgt der NawaRo-Bonus nun 7 Cent/kWh<sub>el</sub> statt 6 Cent/kWh<sub>el</sub>. Zusätzlich erhöht sich der NawaRo-Bonus bis 500 kW<sub>el</sub> um 2 Cent/kWh<sub>el</sub>, wenn über 50% Pflanzen oder Pflanzenreste aus der Landschaftspflege verwendet werden.
- Alt- und Neuanlagen, die mehr als 30 Masseprozent Gülle einsetzen, erhalten bis 150 kW<sub>el</sub> einen Bonus von 4 Cent/kWh<sub>el</sub> und bis 500 kW<sub>el</sub> noch 1 Cent/kWh<sub>el</sub>.
- Der KWK-Bonus beträgt für Neuanlagen allgemein und für Altanlagen bis 500 kW<sub>el</sub> nun 3 Cent/kWh<sub>el</sub>, bei Altanlagen für den Leistungsanteil über 500 kW<sub>el</sub> nur für den Strom, der zusätzlich nach Anlage 3 in KWK erzeugt worden ist. Die Trocknung von Gärresten zur Düngemittelherstellung ist explizit in der Positivliste erwähnt worden, so dass jede Biogasanlage mindestens eine Anwendung zur Wärmenutzung aufweist.

Zur Abbildung des Biogasbereichs wurde ein Mischsatz aus drei Referenzanlagenklassen mit 70, 350 und 1.000 MW<sub>el</sub> gebildet. Der Anteil der großen Anlagen beim Zubau wird aufgrund der verstärkten Förderung von Anlagen < 500 kW<sub>el</sub> ab 2009 nur einen kleinen Anteil ausmachen, der Schwerpunkt wird bei den beiden kleineren Referenzanlagen liegen.

Diese Anlagen setzen zu nahezu 100 % nachwachsende Rohstoffe ein (Ausnahme die 1.000 kW<sub>el</sub>-Anlage, die nur zu 75% NawaRo einsetzt und darüber hinaus Abfälle) und werden zum überwiegenden Anteil (>80%) bereits in KWK betrieben. Die Wärmeauskopplung wird – außer bei den 70 kW<sub>el</sub>-Anlagen (dort nur 20%) - mit rund 50% angesetzt. [Scholwin et al. 2008] Bei Alt- und Neuanlagen ab etwa 350 kW<sub>el</sub> wird angenommen, dass diese die abgesenkten Formaldehyd-Grenzwerte einhalten (d.h. Altanlagen nachgerüstet werden) und sie somit die um 1 Cent/kWh<sub>el</sub> höhere Grundvergütung bis 500 kW<sub>el</sub> erhalten. Weiter wird unterstellt, dass von den 70 kW<sub>el</sub>-Anlagen 100%, den 350 kW<sub>el</sub>-Anlagen geschätzte 50% und von der 1.000 kW<sub>el</sub>-Referenzanlage nur 10% einen Gülleanteil von mindestens 30 Masseprozent erreichen. Dafür kommen sie zusätzlich (nach §27 Abs. 4 in Verb. mit Anlage 2 Nr. V.2) anteilig in Genuss des „Güllebonus“ in Höhe von 4 Cent/kWh<sub>el</sub> für den Leistungsanteil bis 150 kW<sub>el</sub> und 1 Ct/kWh<sub>el</sub> für den Leistungsanteil bis einschließlich 500 kW<sub>el</sub>. Der NawaRo-Bonus liegt bis 500 kW<sub>el</sub> bei 7 Cent/kWh<sub>el</sub>, darüber bei 6 Cent/kWh<sub>el</sub>. Der zusätzliche Bonus für die Nutzung von Landschaftspflegeresten wird nicht berücksichtigt.

### *Flüssige Biomasse*

Die Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse hat mit dem EEG 2004 einen rasanten Aufschwung erlebt. Neben Neuanlagen wurden auch große bestehende Diesel-BHKW auf den Einsatz von Pflanzenöl umgerüstet. Zum Einsatz kam hier aus preislichen Gründen vor allem importiertes Palmöl. Die Produktion von Palmöl aus nicht nachhaltigem Anbau hat durch die damit verbundene Rodung zusätzlicher Urwaldflächen eine negative CO<sub>2</sub>-Bilanz. Die dadurch

ausgelöste politische Diskussion hat auch ihren Niederschlag im EEG 2009 gefunden: Der Einsatz von Palm- oder Sojaöl führt bei Neuanlagen über 150 kW<sub>el</sub> nur noch dann zur Gewährung des NawaRo-Bonus, wenn „nachweislich bestimmte Anforderungen an eine nachhaltige Bewirtschaftung land- und forstwirtschaftlicher Flächen und zum Schutz natürlicher Lebensräume“ eingehalten werden. Eine Nachhaltigkeitsverordnung, die dieses regelt, ist in Arbeit.

Im Modell beträgt die Größe der Referenzanlage für flüssige Biomasse 150 kW<sub>el</sub>. Dies entspricht in etwa der durchschnittlichen Größe aller 2007 in Deutschland in Betrieb befindlichen Pflanzenöl-Anlagen [vgl. Scholwin et al. 2008, V]. Diese Anlagen laufen zu 100% im KWK-Betrieb und erreichen dabei einen hohen Wärmenutzungsgrad von 80%. Der KWK-Bonus beträgt 3 Cent/kWh<sub>el</sub>.

**Tabelle 2-2: Vergütungssätze in jeweiligen Preisen für die Stromerzeugung aus Biomasse nach § 27 EEG für die angenommenen Referenzsysteme im jeweiligen Jahr der Inbetriebnahme (nominale Preise).**

	Grundvergütung für Leistungsanteil				Durchschnitt	Bonuszahlungen (anteilig)				Gesamt
	150 kW	500 kW	5 MW			NAWARO-Bonus	Gülle-Bonus	Technologie Bonus	KWK-Bonus	
Cent / kWh <sub>el</sub>										
<b>Feste Biomasse</b>										
<b>Altholz Kategorien I/II (z.B. Industriestholz) (5 MW<sub>el</sub>)</b>										
2009	11,67	9,18	8,25	8,42				0,84	<b>9,26</b>	
2020	10,46	8,23	7,39	7,54				0,73	<b>8,27</b>	
2030	9,47	7,44	6,69	6,83				0,63	<b>7,46</b>	
<b>Waldrestholz (5 MW<sub>el</sub>)</b>										
2009	11,67	9,18	8,25	8,42	1,43			0,84	<b>10,68</b>	
2020	10,46	8,23	7,39	7,54	1,31			0,73	<b>9,58</b>	
2030	9,47	7,44	6,69	6,83	1,21			0,63	<b>8,67</b>	
<b>Innovative Technologien (1,5 MW<sub>el</sub>)</b>										
2009	11,67	9,18	8,25	8,81	2,20		2,00	1,26	<b>14,27</b>	
2020	10,46	8,23	7,39	7,89	1,98		1,78	1,15	<b>12,80</b>	
2030	9,47	7,44	6,69	7,14	1,78		1,58	1,05	<b>11,55</b>	
<b>Gasförmige Biomasse</b>										
<b>Biogas (70 kW<sub>el</sub>)</b>										
2009	11,67			11,67	7,00	4,00		0,42	<b>23,09</b>	
2020	10,46			10,46	6,27	3,56		0,42	<b>20,71</b>	
2030	9,47			9,47	5,67	3,25		0,42	<b>18,81</b>	
<b>Biogas (350 kW<sub>el</sub>)</b>										
2009	12,67	10,18		11,25	7,00	1,60	0,02	1,20	<b>21,07</b>	
2020	11,36	9,13		10,13	6,27	1,44	0,02	1,09	<b>18,90</b>	
2030	10,28	8,26		9,13	5,67	1,34	0,02	1,01	<b>17,15</b>	
<b>Biogas (1 MW<sub>el</sub>)</b>										
2009	12,67	10,18	8,25	9,52	4,13	0,10	0,10	1,35	<b>15,19</b>	
2020	11,36	9,13	7,39	8,54	3,68	0,09	0,10	1,24	<b>13,65</b>	
2030	10,28	8,26	6,69	7,73	3,34	0,09	0,10	1,15	<b>12,40</b>	
<b>Flüssige Biomasse (150 kW<sub>el</sub>)</b>										
2009	11,67			11,67	6,00			0,96	<b>18,63</b>	
2020	10,46			10,46	5,37			0,85	<b>16,68</b>	
2030	9,47			9,47	4,87			0,75	<b>15,09</b>	

Zu beachten ist, dass sich entsprechend der Ausbauszenarien – verstärkter Einsatz nachwachsender Rohstoffe und innovativer Technologien sowie Trend zu kleineren KWK-Anlagen – die Struktur der Stromerzeugung aus Biomasse-Neuanlagen verändert (vgl. Tabelle 2-3 und Tabelle 2-4).

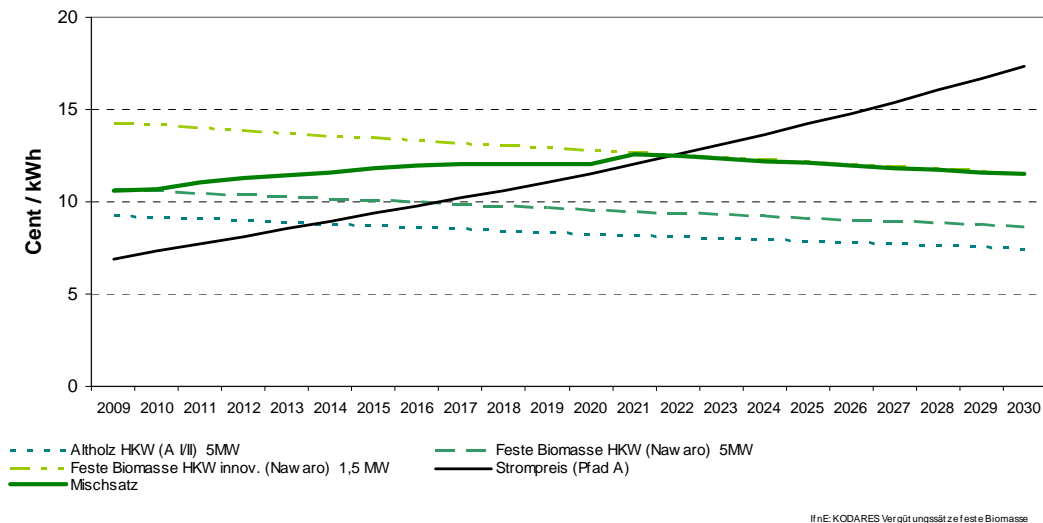
**Tabelle 2-3: Struktur der Stromerzeugung bei Holzbiomasse-Neuanlagen in ausgewählten Jahren (Anlagenzubau)**

	<b>Altholz Kategorien I/II</b>	<b>Waldrestholz</b>	<b>Innovative Technologien</b>	<b>Stromerzeugung aus Zubau (TWh)</b>
2009	15,4%	80,1%	4,3%	0,80
2020	1,3%	21,7%	76,9%	0,51
2030	0%	0%	100%	0,45

**Tabelle 2-4: Struktur der Stromerzeugung bei Biogas-Neuanlagen in ausgewählten Jahren (Anlagenzubau)**

	<b>Biogas 70 kW<sub>el</sub></b>	<b>Biogas 350 kW<sub>el</sub></b>	<b>Biogas 1.000 kW<sub>el</sub></b>	<b>Stromerzeugung aus Zubau (TWh)</b>
2009	20%	75%	5%	1,01
2020	15%	85%	0%	0,94
2030	10%	90%	0%	1,23

Dies führt dazu, dass zwar die durchschnittlichen Vergütungssätze für die einzelnen Anwendungsbereiche entsprechend der im EEG vorgesehenen Degression abnehmen. Bei Biogasanlagen von 21,1 Cent<sub>2007</sub>/kWh<sub>el</sub> (2009) auf 19,2 Cent/kWh<sub>el</sub> (2020) und 17,3 Cent/kWh<sub>el</sub> (2030). Bei der festen Biomasse steigen sie insgesamt jedoch von durchschnittlich 10,61 Cent<sub>2007</sub>/kWh<sub>el</sub> auf 12,04 Cent<sub>2020</sub>/kWh<sub>el</sub> in 2020 und sinken danach wieder auf 11,48 Cent<sub>2030</sub>/kWh<sub>el</sub> im Jahr 2030. Diesen Effekt verdeutlicht Abbildung 2-3.



**Abbildung 2-3: Entwicklung der Vergütungssätze für Neuanlagen mit fester Biomasse (in jeweiligen Preisen)**

#### 2.4.4 Geothermie (§ 28)

Das EEG 2004 hat zu ersten Inbetriebnahmen von geothermischen Anlagen zur Stromerzeugung geführt. Neben dem recht kleinen und seit 2004 in Betrieb befindlichen Kraftwerk Neustadt/Glewe kamen 2008 die geothermischen Kraftwerke Landau/Pfalz und Unterhaching bei München hinzu. Da die Vergütungssätze im EEG 2004 für weitere Projekte aufgrund großer Kostensteigerungen speziell bei Bohrungen als zu gering angesehen wurden, ist es im neuen EEG zu einer deutlichen Anhebung der Vergütungssätze gekommen. Die Grundvergütung für Anlagen bis 10 MW<sub>el</sub> beträgt ab 2009 nun 16,0 Cent/kWh<sub>el</sub>, darüber 10,5 Cent/kWh<sub>el</sub>. Anlagen, die vor dem 31.12.2015 in Betrieb gehen, erhalten einen „Schnellstarterbonus“ von zusätzlich 4,0 Cent/kWh<sub>el</sub>. Anlagen bis 10 MW<sub>el</sub>, die petrothermale Techniken (z.B. Hot-Dry-Rock-Verfahren) einsetzen, erhalten einen Technologiebonus in Höhe von 4,0 Cent/kWh<sub>el</sub>. Neu ist auch ein Wärmenutzungsbonus in Höhe von 3,0 Cent/kWh<sub>el</sub>. Die Degression beträgt ab 2010 1% p. a.

In KODARES wird davon ausgegangen, dass auf längere Sicht zunächst keine Anlagen mit elektrischen Leistungen über 10 MW ans Netz gehen werden. Somit wird eine Grundvergütung von 16,0 Cent/kWh<sub>el</sub> (bzw. 20,0 Cent/kWh<sub>el</sub> für Inbetriebnahmen bis 31.12.2015) angesetzt. Zusätzlich wird ein anteiliger Wärmenutzungsbonus auf 50% der Strommenge angesetzt, da von einem überwiegenden KWK-Betrieb auszugehen ist. Der Technologiebonus für petrothermale Anlagen wird vor 2020 vermutlich kaum in nennenswerten Umfang in Anspruch genommen werden, da sich die HDR-Technologie noch im Forschungsstadium befindet und es sich bei allen für die Zukunft geplanten Projekten noch um hydrothermale Anlagen handelt.

### 2.4.5 Windenergie (§§ 29-31)

Für *Windenergieanlagen an Land* wird unterstellt, dass der Zeitraum der erhöhten Anfangsvergütung über 16 Jahre gezahlt wird und nur in den verbleibenden 4 Jahren die Endvergütung gezahlt wird. Durch diese durchschnittliche Betrachtung bezogen auf den gesamten Bestand ist eine Differenzierung nach Standortqualitäten entbehrlich. Die mittleren Volllastbenutzungsstunden für Neuanlagen wachsen gemäß LEITSTUDIE 2008 von 1.600 Stunden im Jahr 2005 auf 1.800 Stunden in 2010 und weiter bis 2020 auf rund 1.900 Stunden.

Der Repowering-Bonus wird beginnend mit dem Jahr 2010 für 10% der neu installierten Leistung unterstellt. Der Anteil wächst jährlich um 10%-Punkte, so dass ab 2019 allen Neuanlagen der Repowering-Bonus in Höhe von 0,5 Cent/kWh gewährt wird.

Der Systembonus wird im Zeitraum 2009 bis 2013 für alle Neuanlagen unterstellt, da davon auszugehen ist, dass alle neuen Anlagen technisch entsprechend ausgerüstet sein werden, u. a. weil dies auch in den Anschlussbedingungen der Netzbetreiber zunehmend gefordert wird.

Bei *Windenergieanlagen Offshore* wird bei allen Anlagen bis 31.12.2015 der sog. Schnellstarterbonus eingerechnet, so dass die Anfangsvergütung zunächst 15 Cent/kWh beträgt. Die Anfangsvergütung wird über einen Zeitraum von 13 Jahren gewährt. Die Volllaststundenzahl nach ARES beträgt für die ersten Anlagen 2008 zunächst 3.330 Stunden, steigt bis 2020 auf rund 3.600 Stunden und bleibt danach weitgehend gleich.

### 2.4.6 Solare Strahlungsenergie (§§ 32, 33)

Der Leistungszubau bei solarer Strahlungsenergie, d.h. praktisch ausschließlich Fotovoltaik, hat sich seit den im EEG 2004 deutlich angehobenen Vergütungen rasant entwickelt. In Folge der auch global steil angewachsenen Modulproduktion fielen die tatsächlichen Kostendegressionen in den Unternehmen bei der Herstellung von Fotovoltaik-Modulen deutlich größer aus, als es das EEG 2004 mit 5 bzw. 6,5% p. a. unterstellt hatte. Das neue EEG trägt dieser dynamischen Entwicklung Rechnung. Die Degression wurde deutlich erhöht. Für Dachanlagen bis 100 kW beträgt die Degression 2009/2010 jeweils 8%, ab 2011 dann 9%. Bei Freiflächen- und Dachanlagen über 100 kW beträgt die Degression 2009/2010 jeweils 10%, ab 2011 dann 9%. Zusätzlich wurde ein Zubau-Korridor<sup>17</sup> eingeführt, bei dessen Unter- oder Überschreitung die Degression um jeweils einen Prozentpunkt gesenkt oder erhöht wird.

Ein neues Element ist, dass auch die Eigennutzung von Solarstrom aus Anlagen bis 30 kW vergütet wird. Die Vergütung beträgt 25,01 Cent/kWh ab 2009. Diese Anlagengrößenklasse ist ganz überwiegend auf selbst genutzten Wohnhäusern installiert. Eine Eigennutzung ist daher für die Betreiber in der Regel möglich. Obwohl auch der Vergütungssatz der Degression unterliegt, führt die Vergütungskonstruktion zu dem Effekt, dass - bei dem zu er-

<sup>17</sup> Siehe Fußnote Nr. 12 auf Seite 16.

wartenden Anstieg der Haushaltsstrompreise von heute rund 21 Cent/kWh auf etwa 24 Cent/kWh in 2012 - der Gewinn durch die Eigennutzung von Solarstrom **bei Neuanlagen** von etwa 5 Cent/kWh in 2009 auf rund 14 Cent/kWh bis 2014 ansteigt. Grund ist, dass der Rückgang des Vergütungssatzes ohne Eigennutzung absolut stärker ausfällt, als die Summe aus Vergütungssatz für Eigennutzung und eingespartem Haushaltsstrompreis (vgl. Tabelle 2-5). Ab dem Jahr 2015 ist voraussichtlich auch die so genannte Netzparität erreicht, d.h. ab dann würde sich der Eigenverbrauch von Solarstrom generell auch ohne EEG-Förderung lohnen, wenn die Anlage entsprechend ausgelegt ist und ein hoher Eigenverbrauchsanteil im Jahresdurchschnitt erreicht werden kann.

**Tabelle 2-5: Vergütungen für Neuanlagen bei Solarstrom-Eigenverbrauch**

	(1)	(2)	(3)	(4) = (2) + (3)	(5) = (1) - (4)
	EEG-Vergütung bis 30 kW <b>ohne</b> Eigenverbrauch	EEG-Vergütung bis 30 kW <b>mit</b> Eigenverbrauch	Haushalts-Strompreis bei Fremdbezug	Hausstrompreis plus EEG-Vergütung bei Eigenverbrauch	<b>Vorteil ggü. EEG-Vergütung ohne Eigenverbrauch</b>
	Euro/kWh				
2009	0,4301	0,2501	0,2333	0,4834	<b>0,05</b>
2010	0,3957	0,2301	0,2377	0,4678	<b>0,07</b>
2011	0,3601	0,2094	0,2407	0,4501	<b>0,09</b>
2012	0,3277	0,1906	0,2435	0,4341	<b>0,11</b>
2013	0,2982	0,1734	0,2464	0,4198	<b>0,12</b>
2014	0,2714	0,1578	0,2490	0,4068	<b>0,14</b>
2015	0,2470	0,1436	0,2521	0,3957	<b>0,15</b>

Für die Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie wird in den Ausbauszenarien die – auch vergütungsrelevante - Unterscheidung zwischen gebäudemontierten Anlagen (im Sinne von § 33 EEG) und sonstigen Anlagen, d.h. insbesondere Freiflächenanlagen (nach § 32 EEG) vorgenommen. Für die Höhe der Vergütung im ersten Anwendungsbereich werden dachmontierte Anlagen mit einer Leistung von maximal 30 kW angenommen, da diese rund 95% aller Dachanlagen stellen. Die EEG-Vergütung beträgt 43,01 Cent/kWh (2009) und sinkt entsprechend der gesetzlichen Vorgaben für Neuanlagen jährlich um 9 % (Ausnahme 2010: 8%).

Im Modell wird bei den Anlagen bis 30 kW ein Eigenverbrauch - bezogen auf die jährliche Solarstrommenge dieser Anlagen – von anfänglichen 5 % berücksichtigt. Dieser Wert steigt bis 2012 auf 10%. Danach wird erwartet, dass diese Regelung in dieser Form keine Fortsetzung findet. Nach 2015 ist für Neuanlagen voraussichtlich sowieso der Punkt erreicht, ab dem sich die Eigennutzung ggü. Fremdbezug generell lohnt, so dass diese einen möglichst hohen Anteil des erzeugten Stroms selbst nutzen wollen. Der nicht mehr nach EEG vergütete Anteil wird im Modell pauschal mit 15% ab 2015 angesetzt. Ab 2021 werden 20% angesetzt, da davon auszugehen ist, dass elektronische Steuerungen helfen, vom Strombedarf einen möglichst hohen Anteil in den Tag zu verschieben. Da Altanlagen mit Inbetriebnahme vor 2009 keine Vergütung der Eigennutzung erhalten und auch die Netzparität zum Strombezug aufgrund der hohen EEG-Vergütungen keine Rolle spielt, werden diese Anlagen weiterhin voll einspeisen.

**Potential des Eigenverbrauchs von Solarstrom in Haushalten**

Vom Gesamtverbrauch eines Haushaltes können unter optimalen Umständen ca. 35-40% über Solarstrom bereitgestellt werden, wenn ein großer Teil des steuerbaren Strombedarfs (Waschen, Spülen, Trocknen, Kochen) in den Tag verlegt werden kann. Ein höherer Anteil ist ohne Stromspeicherung praktisch kaum realisierbar, da ein Grundbedarf auch nachts oder im Winter besteht (Kühlen, Beleuchtung, Kochen, Heizungspumpen, PC/TV/Hifi, Standby) wenn keine oder nur wenig Eigenproduktion erfolgt.

Der Anteil des Stroms, der von der Solarstromproduktion selbst verbraucht werden kann, richtet sich neben dem Verbrauch vor allem nach der Größe der Solarstromanlage. Liegt deren Jahresertrag etwa in Höhe des jährlichen Stromverbrauchs, kann der Eigenverbrauchsanteil bis zu den oben genannten Werten von 35-40% reichen. Ist die Anlage aber größer und produziert entsprechend mehr Strom, wird der Anteil entsprechend kleiner.

Da in der Praxis die Stromverbrauchssteuerung nicht optimal sein dürfte und viele Anlagen bislang deutlich mehr Strom erzeugen, als der gesamte Eigenbedarf ist, sind bezogen auf den Anlagenbestand eines Jahrgangs Eigenverbrauchsanteile von 10 bis 20% realistischer. Perspektivisch wird es ab Erreichen der Netzparität aber interessant, eine Anlage so auszulegen, dass ein möglichst hoher Eigenverbrauchanteil erreicht wird.

Für Freiflächenanlagen wird die Grundvergütung in Höhe von 31,94 Cent/kWh (2009) angesetzt. Für die Folgejahre beträgt die Degression 9% jährlich (Ausnahme 2010: 10%).

Im *Leitszenario 2008* bewegt sich der Zubau innerhalb des EEG-Korridors<sup>18</sup>, da davon auszugehen ist, dass diese Regelung auch eine entsprechende Wirkung hat.

---

<sup>18</sup> Vgl. hierzu Fußnote 12.



## 3 Szenarien zum EE-Ausbau, Stromverbrauch und Strompreise

### 3.1 Leitszenario 2008

Für die Berechnung der EEG-Vergütungszahlungen, -Differenzkosten und -Umlage ist als Grundlage ein Datengerüst über die in Zukunft zu erwartende Ausbaudynamik bei erneuerbaren Energien erforderlich. Diese Untersuchung verwendet hierfür keine eigenen Ausbauszenarien, sondern setzt auf die Szenarien der Leiststudie 2008 [Nitsch 2008] auf. Näher untersucht werden zwei Ausbauszenarien der LEITSTUDIE 2008. Neben dem *Leitszenario 2008* wird in einer *Plus-Variante*<sup>19</sup> (siehe nächstes Kapitel 3.2) von einem nochmals verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor ausgegangen. Dabei erreicht der Anteil der erneuerbaren Energien statt etwas über 30% im *Leitszenario 2008* rund 35% am Bruttostromverbrauch bis 2020.

Im *Leitszenario 2008* kann sich, unter Fortschreibung der bisherigen Ausbaudynamik und unter der Annahme, dass die in der Neufassung des EEG 2009 modifizierten Kostendegressionen bei den Vergütungssätzen weiter fortbesteht, der in Abbildung 3-1 dargestellte Ausbaupfad einstellen. Von rund 88 TWh im Jahr 2007 kann der Beitrag der inländischen EE bis 2020 auf rund 175 TWh steigen. Damit liegt das *Leitszenario 2008* über dem im *Leitszenario 2006* ermittelten Ausbau von 156 TWh/a für 2020 [vgl. Nitsch 2007] und auch über dem *Szenario EE* des Energiegipfels [vgl. Schlesinger et al. 2007].

Auch vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft werden regelmäßig EEG-Mittelfristprognosen erstellt. Deren Zeithorizont reicht aber nur 6 Jahre voraus, und orientieren sich damit eher an den maximalen Handelszeiträumen für Stromfutures. Die Ausbauerwartungen der aktuellen Mittelfristprognose vom April 2008 [BDEW 2008] sind groß: So wird für 2014 eine EEG-Stromerzeugung von rund 156 TWh erwartet, die LEITSTUDIE 2008 hält dagegen 2014 mit 125 bis 135 TWh deutlich weniger für möglich. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass der BDEW daran interessiert ist, dass die Stromvertriebe nicht mit zu geringen EEG-Mengen kalkulieren und damit zuviel konventionellen Strom einkaufen würden, den sie hinterher billig loswerden müssten.

Bezogen auf den im *Leitszenario 2008* angenommenen Bruttostromverbrauch von 586 TWh/a im Jahr 2020, entspricht dies einem EE-Anteil von 30,5%. Geht man wie beim *Szenario EE* des Energiegipfels [BMWi 2007] von einem stärkeren Rückgang des Stromverbrauchs bis 2020 auf noch 550 TWh/a aus, dann würde das einen EEG-Stromanteil von 32,4% bedeuten.

---

<sup>19</sup> Dies entspricht dem *Szenario E2* in der LEITSTUDIE 2008.

Legt man hingegen den Bruttostromverbrauch des Jahres 2007 von 617,5 TWh/a zugrunde, wären es nur 28,8%. Im Jahr 2030 erreicht die Stromerzeugung aus EE einen Anteil von 50% des Bruttostromverbrauchs von 562 TWh.

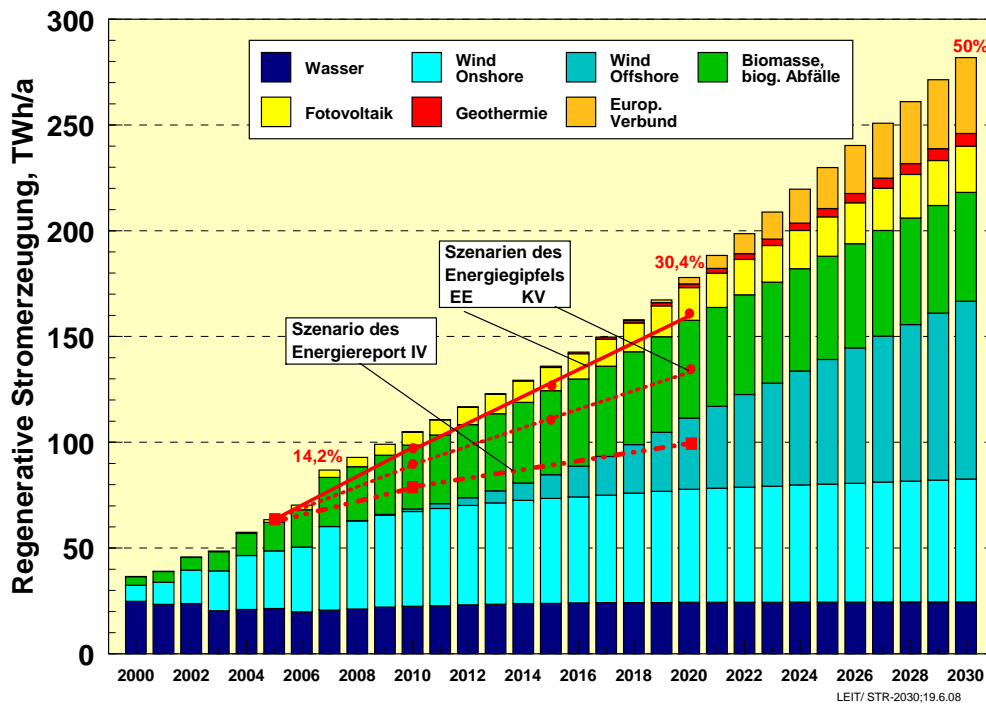


Abbildung 3-1: Entwicklung der Stromerzeugung aus EE bis 2030 im *Leitszenario 2008* und Vergleich mit den Ausbauszenarien des Energiegipfels [Schlesinger et al. 2007].

Zwischen 2000 und 2006 hat die Stromproduktion aus EE jahresdurchschnittlich um 5,6 TWh/a zugenommen. Die Zunahme im Jahr 2007 war mit 16 TWh/a außerordentlich hoch, insbesondere weil das Windangebot gegenüber den Vorjahren wieder deutlich höher ausfiel. Aus Abbildung 3.11 wird deutlich, dass die etwa ab 2002 entstandene Wachstumsdynamik sich stetig fortsetzt. Bis 2015 nimmt die Stromproduktion aus EE jährlich um durchschnittlich 6,2 TWh/a zu, also im Durchschnitt etwas höher als in den Jahren 2000 bis 2006, da kein Anlass besteht, hinter die bisherige Wachstumsdynamik zurückzufallen. Beginnend etwa ab 2015 können die EE-Technologien schrittweise aus der Förderung durch das EEG entlassen werden. Bis dahin werden auch ihre gesamtwirtschaftlichen Vorteile hinreichend deutlich sein, weshalb sich danach der jährliche Zuwachs beschleunigt und sich in der Periode 2016-2020 auf jährlich 8,7 TWh/a beläuft. Damit zeigt sich, wie schon in [BMU 2007a] abgeleitet, dass das Ziel der Bundesregierung, bis 2020 einen Anteil der EE von mindestens 30% am Bruttostromverbrauch bereitzustellen, nur dann gefährdet wäre, wenn das EEG grundsätzlich in Frage gestellt werden sollte. In der Periode 2020 bis 2030 steigt der jährliche Zuwachs der Stromerzeugung aus EE auf durchschnittlich 10 TWh/a, da dann die meisten der EE-Technologien in einem fair liberalisierten Strommarkt sehr günstige Marktchancen haben.

Wind und Biomasse werden auch in 2020 mit 77% den weitaus größten Teil des aus EE bereitgestellten Stroms liefern. Die Annahmen für ihren weiteren Ausbau sind daher von besonderem Einfluss auf den EE-Ausbau in diesem Szenario. Hierzu wurden die derzeitige energie- und industriepolitische Situation und die aktuellsten Marktumsätze (2007) und die Erwartungen der Verbände und Branchenvertreter ausgewertet sowie die noch erwarteten F+E-Erfolge berücksichtigt. Für die Nutzung der Windenergie an Land wird im *Leitszenario 2008* ein eher verhaltenes weiteres Wachstum angenommen, da mögliche Repowering-Maßnahmen nicht voll ausgeschöpft werden können und die in einigen Bundesländern von den jeweiligen Landesregierungen gesetzten Ausbaurestriktionen nicht wesentlich abgebaut werden. Ausgehend vom Zubau im Jahr 2007 in Höhe von 1.670 MW (2006 waren es noch 2.200 MW), von einem weiteren Neubau auf den derzeit ausgewiesenen, aber noch nicht genutzten Flächen und von einem nur allmählichen Einstieg in das „Repowering“ ab etwa 2010 ist mittelfristig mit einem merklichen Rückgang der jährlich installierten Leistung bis etwa 2012 zu rechnen. Danach erfolgt wieder ein Anstieg, wegen des hohen Ersatzbedarfs für Anlagen mit Baujahr Anfang der 2000er Jahre. In dieser Kombination führt dies zu einer installierten Leistung von 25.260 MW in 2010 und von 28.000 MW im Jahr 2020.

Der Einstieg in die Offshore-Windnutzung beginnt 2008 mit dem ersten Pilotpark bei Borkum mit 60 MW Leistung. Danach wird im Szenario davon ausgegangen, dass die weiteren Installationen relativ zügig ablaufen. Mit einem Leistungsausbau auf 450 MW kann bis Ende 2010 der Einstieg in eine energiewirtschaftlich relevante Nutzung beginnen. Unter der Voraussetzung eines erfolgreichen Einstiegs kann die Leistung bis 2015 auf 3.600 MW und bis 2020 auf 10.000 MW steigen. Dieser Ausbau, der gegenüber früheren Szenarien zurückhaltender ist, stellt aus heutiger Sicht allerdings immer noch eine relativ optimistische Entwicklung dar und verlangt eine erfolgreiche Installation und Inbetriebnahme der ersten Windparks sowie den rechtzeitigen Ausbau der entsprechenden Stromnetze und der Infrastruktur an der Küste. Unter diesen Voraussetzungen wird bis 2030 von einem weiteren stabilen Wachstum auf dann 23.000 MW ausgegangen.

Infolge der stetigen Steigerung der Anlagenleistung und der Nabenhöhe nimmt die mittlere Auslastung der Anlagen zu. Für 2020 wird von einem Mittelwert von 1.920 h/a für Anlagen an Land und von 3.570 h/a für Offshore-Windanlagen ausgegangen. Insgesamt sind somit bei der Windenergie im Jahr 2020 rund 38.000 MW Windleistung installiert, die dann knapp 87 TWh/a Strom (näherungsweise tatsächliche Jahreserzeugung) produzieren können. Dies entspricht zu diesem Zeitpunkt 15% der gesamten Bruttostromerzeugung. Für die Erreichung des 30%-Ziels ist eine zügige Installation von Offshore-Windanlagen von großer Bedeutung. Der in 2020 erzeugte Strom aus Offshore-Windanlagen entspricht 5,8% der im Jahr 2020 angenommenen Bruttostromerzeugung, ist also für die zeitgerechte Erreichung des 30%-Ziels von großer Bedeutung. Sollte die Leistungsinstallation bis 2020 geringer ausfallen als im *Leitszenario 2008* angenommen, könnte bis zu einem gewissen Umfang die entsprechende Strommenge jedoch durch eine deutlichere Unterstützung des Repowering von Windanlagen auf dem Land ausgeglichen werden (vgl. auch *Plus-Variante*).

Als Folge der im *Leitszenario 2008* erfolgten Prioritätensetzung zugunsten der stationären Nutzung von Biomasse, wächst die Stromerzeugung aus Biomasse weiterhin deutlich und verdoppelt sich bis 2020 gegenüber 2007 auf insgesamt 46 TWh/a (einschl. der biogenen Anteile der Abfälle), was dann 7,9% der gesamten Bruttostromerzeugung entspricht. In etwa gleichem Ausmaß verteilt sich das Wachstum auf Biogas und auf feste Biomasse. Nach der Art der Biomassequellen stammen im Jahr 2020 20 TWh/a aus Biogas, 2 TWh/a aus Klär- und Deponiegas, 4 TWh/a aus flüssigen Brennstoffen und 17 TWh/a aus festen Brennstoffen. Weitere 4 TWh/a stammen aus dem biogenen Anteil der Siedlungsabfälle. Zu diesem Zeitpunkt erfolgt die stationäre Nutzung der Biomasse fast ausschließlich in KWK unter weitgehender Verwertung der Abwärme in Nahwärmenetzen und/oder größeren Einzelobjekten. Entsprechende Anreize sieht das EEG 2009 vor.

Nach 2020 nähert man sich den in der LEITSTUDIE 2008 definierten Potenzialgrenzen der Biomassenutzung, sodass der weitere Ausbau der Biomassenutzung bis gegen 2030 mit dann 52 TWh/a Stromerzeugung nahezu abgeschlossen ist. Sie erreicht kurz danach den maximalen Wert der Stromerzeugung von dann 54 TWh/a (und 180 PJ/a KWK-Wärme). Das für 2020 ermittelte Nutzungsniveau bei der stationären Verwendung von Biomasse in obiger Aufteilung erfordert neben der weitgehenden Nutzung aller Reststoffe auf 0,45 Mio. ha den Anbau von Kurzumtriebsplantagen und auf 0,70 Mio. ha den Anbau von Pflanzen für die Vergärung in Biogasanlagen.

Die jährlich installierte Fotovoltaik-Leistung hat 2007 voraussichtlich einen neuen Rekordwert von 1.150 MWp/a erreicht. Es wird davon ausgegangen, dass auch das weitere Wachstum dazu dient, mittelfristig einen ausreichend großen Inlandsmarkt aufzubauen, der es deutschen Unternehmen ermöglicht, sich erfolgreich auf den internationalen Märkten zu behaupten. Eine dynamische Ausweitung des globalen Marktes ist für die Fotovoltaik von entscheidender Bedeutung, wenn die für längere Zeit noch erforderlichen zweistelligen Wachstumsraten aufrechterhalten werden sollen [Krewitt et al. 2005]. Die im *Leitszenario 2008* unterstellte zukünftige inländische Ausbauaktivität geht – vor dem Hintergrund der im EEG beschlossenen erhöhten Degression der Vergütung - von zunächst etwa gleich bleibenden jährlichen Zubauermengen von 1.200 MW/a aus. Nach 2012 verringert sich die Zubaurate leicht auf 1.000 MW/a. Dies führt zu einer installierten Leistung von 17.900 MW im Jahr 2020. Mit dieser ausgewogenen Marktentwicklung ist gewährleistet, dass sich der Inlandsmarkt weiterhin dynamisch entwickeln und die weitere Kostendegression zügig voranschreiten kann. Andererseits wird ein zu hohes Ansteigen der mit dem Ausbau der Fotovoltaik verbundenen Differenzkosten verhindert. Nach deutlichen Kostendegressionen<sup>20</sup> stellt sich nach 2020 wieder ein höheres Wachstum ein. Dies führt bis 2030 zu einer installierten Fotovoltaik-Leistung von 24.000 MW.

---

<sup>20</sup> Vergütungssatz für Fotovoltaik-Anlagen kleiner 30 kW in 2020 nur noch rund 15 Cent/kWh im Jahr 2020

Noch keine bzw. vernachlässigbare Beiträge leistet bisher die Stromerzeugung aus Geothermie. Bei der Geothermie wird von einem erfolgreichen Einstieg zunächst auf der Basis hydrothormaler, deutlich später dann auch petrothormaler Anlagen ausgegangen, der bis 2015 zu einer installierten Leistung von 100 MW und bis 2020 von 280 MW führt. Damit werden 1,8 TWh/a Strom erzeugt. Danach kann sich das Wachstum beschleunigen und die installierte Leistung bis 2030 auf 860 MW steigen.

Der Verlauf der jährlich installierten Anlagenleistung (Neubau und Ersatzbedarf) für den Stromsektor in Abbildung 3-1 zeigt, dass die Schwankungen der letzten Jahre durch die Veränderung der jährlich installierten Windleistung verursacht wurden. Insgesamt bewegt sie sich zwischen 3.000 und 3.500 MW/a mit einem Spitzenwert von 3.800 MW/a im Jahr 2006. Diese Spitzenwerte beim Zubau von Wind- und Biomasseanlagen werden die nächsten Jahre nicht erreicht werden. Insbesondere der resultierende Rückgang des Zubaus von Windkraftanlagen auf rund 1.000 MW/a in 2010 führt dazu, dass die Anlagenleistung im Strombereich zunächst von derzeit rund 3.360 MW/a im Jahr 2007 bis zum Zeitraum 2010 auf ca. 2.700 MW/a sinkt. Nach 2010 steigt der Umsatz im *Leitszenario 2008* wieder wegen des zunehmenden Ersatzbedarfs (speziell im Bereich der Windenergie) und des deutlichen Wachstums im Offshore-Bereich. Im Jahr 2020 wird ein Wert für den Zubau an installierter Leistung aller EE-Anlagen von knapp 5.900 MW/a erreicht, der bis 2030 auf 6.300 MW/a steigt. Die kumulierte Leistung aller EE steigt von derzeit 34,8 GW auf 43,2 GW in 2010 über 69,2 GW in 2020 auf 97,5 GW in 2030.

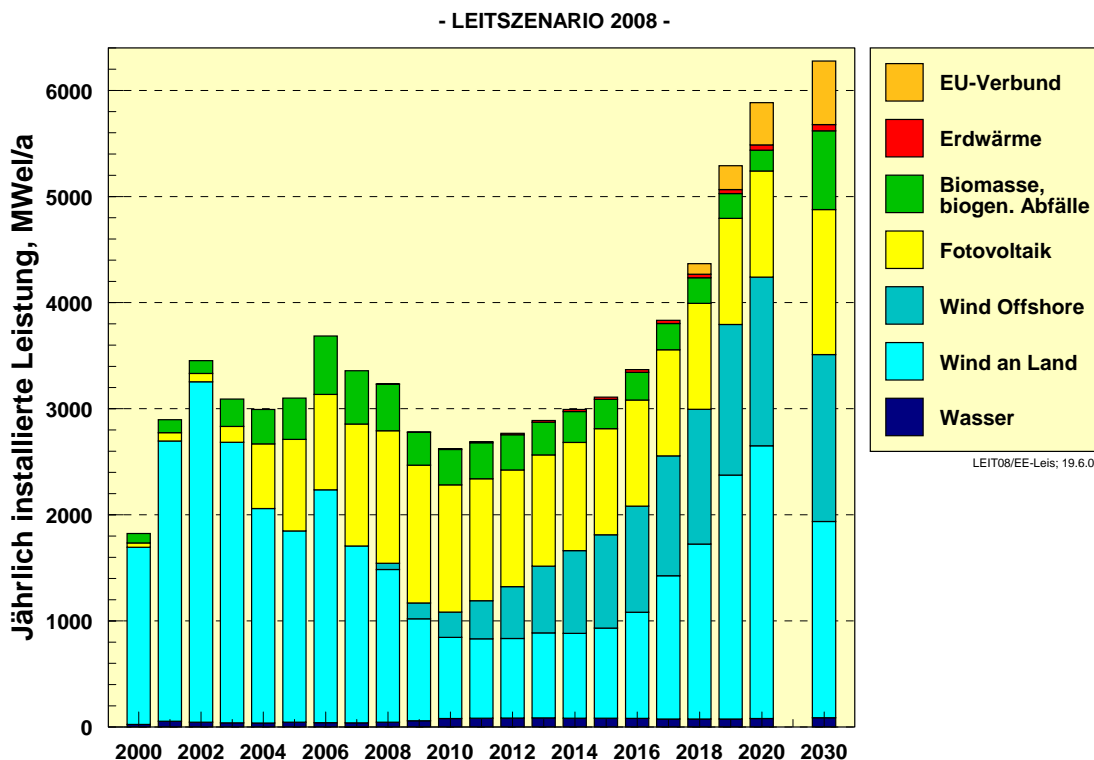


Abbildung 3-2: Neu installierte EE-Leistung (Neubau und Ersatz) 2000 – 2030 im *Leitszenario 2008*

Die jährlich zu installierenden Leistungen nach Abbildung 3-2 bestimmen in Kombination mit den spezifischen Kosten und den angenommenen Kostendegressionen der Einzeltechnologien das durch den Ausbau der EE mobilisierte Investitionsvolumen. Es ist ein erster Indikator dafür, welchen Stellenwert ein derartiger Ausbau in der Volkswirtschaft hat. Für den Stromsektor sind die jährlichen Investitionsvolumina in Abbildung 3-3 zusammengestellt. In den letzten fünf Jahren hat sich das Investitionsvolumen für alle EE-Technologien der Stromerzeugung etwa verdoppelt und belief sich im Jahr 2007 auf 8,7 Mrd. €<sub>2008</sub>/a. Gegenüber 2006 hat es sich kaum verändert. Dieser Anstieg war bis 2003 insbesondere von der Windkraft verursacht worden, der weitere Anstieg bis 2007 ist auf den starken Ausbau der Biomasse und der Fotovoltaik zurückzuführen. Letztere bewirkte in 2007 allein 4,7 Mrd. €a an Investitionen.

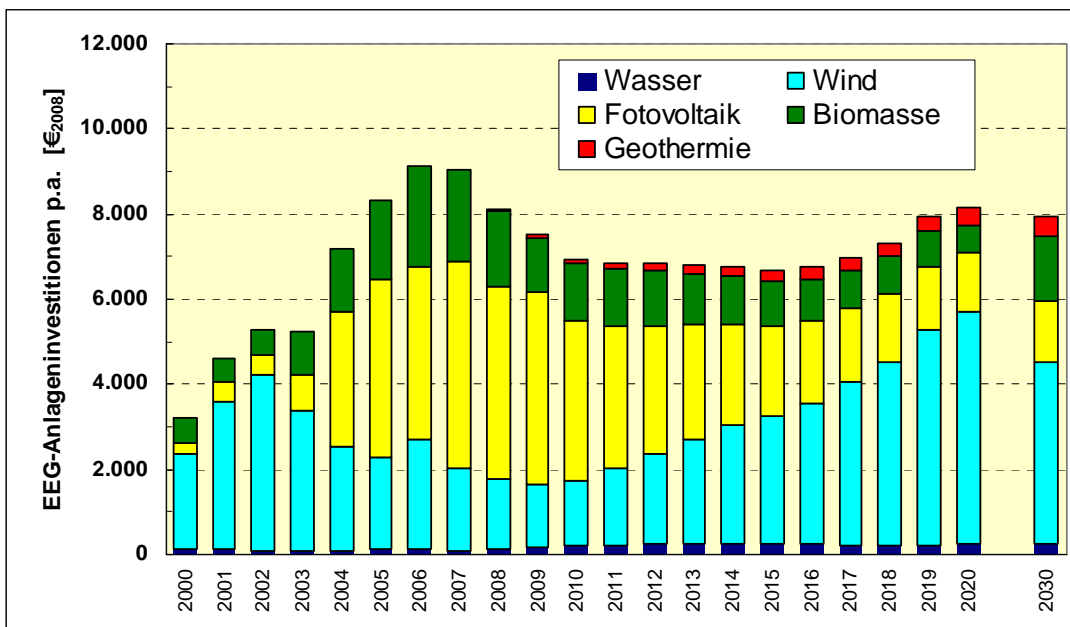


Abbildung 3-3: Jährliche Investitionsvolumina für den Strombereich für *Leitszenario 2008*

In den nächsten Jahren wird das inländische Investitionsvolumen zunächst infolge des Rückgangs der Investitionen in die Windenergie eine fallende Tendenz aufweisen, nach 2010 macht sich auch die zurückgehenden Investitionen der Biomasse und der Fotovoltaik bemerkbar. Bei letzterer wirkt sich insbesondere die relativ starke Kostendegression aus. Das Investitionsvolumen erreicht im Jahr 2015 ein Minimum von 6,7 Mrd. €<sub>2008</sub>/a, danach steigt es wieder deutlich infolge des stark wachsenden Ersatz- und Modernisierungsbedarfs. Im Jahr 2020 wird mit 8,1 Mrd. €<sub>2008</sub>/a der Wert der Jahre 2006 und 2007 aber noch nicht wieder er-

reicht)<sup>21</sup>. Mit dem weiter wachsenden Beitrag der EE an der Stromversorgung steigt auch das Investitionsvolumen längerfristig, schwankt aber in Abhängigkeit der Ersatzzyklen der einzelnen Energietechnologien. Im Zeitraum 2009 bis 2020 belaufen sich die kumulierten Investitionen für in Deutschland installierte Anlagen auf rund 86 Mrd. €<sub>2008</sub> bzw. 165 Mrd. €<sub>2008</sub> bis 2030.<sup>22</sup>

**Tabelle 3-1: Jährliche Investitionen in EEG- Stromerzeugungsanlagen (Basis *Leitszenario 2008*)**

	Einheit	2007	2010	2015	2020	2030
EEG-Anlageninvestitionen p.a.	Mrd. € <sub>2008</sub>	8,7	7,0	6,7	8,1	7,9

### 3.2 Plus-Variante

Das im vorherigen Kapitel dargestellte *Leitszenario 2008* orientiert sich hinsichtlich der Ausbauziele an den Zielen der Bundesregierung bzw. der EU für erneuerbare Energien bis 2020 sowie parallel einer jährlichen Steigerung der Energieproduktivität von 3%. Die erneuerbaren Energien erreichen so einen Anteil am Bruttostromverbrauch von rund 30% im Jahr 2020. Um die im Meseberg-Programm beschlossenen Klimaschutzziele (40% CO<sub>2</sub>-Emissionsminderung bis 2020 ggü. 1990) zu erreichen, ist aber im Strombereich ein noch stärkerer Ausbau der erneuerbaren Energien und auch mehr Energieeffizienz erforderlich.

Hierzu wurden in der LEITSTUDIE 2008 weitere Varianten betrachtet. Für den in dieser Studie relevanten Ausbau erneuerbarer Energien im Strombereich würde ein gegenüber dem *Leitszenario 2008* nochmals verstärkter Ausbau auch kostenseitig wirksam werden. Hierfür wurde die Variante E2 der LEITSTUDIE 2008 gewählt (im Folgenden *Plus-Variante* genannt), die einen „optimalen“ Ausbau der erneuerbaren Energien in Verbindung mit einer erfolgreichen Energieeffizienzstrategie unterstellt. Hierbei erreichen die EE einen Anteil von rund 37% am Bruttostromverbrauch. Die gesamte deutsche EE-Stromerzeugung liegt 2020 mit 202 TWh dann 31 TWh und 2030 mit rund 278 TWh dann 36 TWh über dem *Leitszenario 2008*.<sup>23</sup>

<sup>21</sup> Die LEITSTUDIE 2008 weist ab Ende des nächsten Jahrzehnts höhere Zahlen aus: Sie rechnet Anlageninvestitionen für den EE-Stromimport aus dem europäischen Verbund hinzu, die aber aus systematischen Gründen hier nicht berücksichtigt werden., da diese Anlagen nicht unter das EEG fallen. Weitere Abweichungen ergeben sich, weil alle Größen hier auf das Bezugsjahr 2008 gerechnet sind (Leitstudie generell Bezugsjahr 2005).

<sup>22</sup> Die wirtschaftliche Bedeutung der erneuerbaren Energien wird bei Einbeziehung der erforderlichen Investitionen im Wärmebereich noch größer. Kumuliert sind es dann 2009 bis 2020 rund 147 Mrd. € bzw. bis 2030 rund 275 Mrd. €<sub>2008</sub>.

<sup>23</sup> Die LEITSTUDIE 2008 weist hier höhere Zahlen aus: Sie rechnet der EE-Strommenge noch 36 TWh/a (2030) aus dem europäischen Verbund und rund 4 TWh aus dem biogenen Anteil des Abfalls hinzu, die aber nicht unter das EEG fallen und daher nicht berücksichtigt werden.

Eine Variante mit geringerem EE-Ausbau als im *Leitszenario 2008*, sieht die LEITSTUDIE 2008 nicht vor und wird daher hier auch nicht untersucht. Die Klimaschutz-Defizit-Varianten D1 und D2 der LEITSTUDIE 2008 verwenden bei EE-Strom auch den Ausbaupfad des *Leitszenario 2008*. Die Variantenabweichungen betreffen vor allem den Bereich Energieeffizienz und Kohleanteil im Strombereich.

In der *Plus-Variante* werden weitere Zubaupotenziale - bis auf die Wasserkraft und die Biomasse - noch bei allen anderen EE-Technologien gesehen. Bei der Windenergienutzung an Land wird in Anlehnung an ein Szenario „steigende Nabenhöhen“ nach [Windguard 2008] vom Abbau länderspezifischer Restriktionen hinsichtlich der Begrenzung der Nabenhöhe ausgegangen. Außerdem sollen Abstandsregelungen in Vorranggebieten nicht zu einer Verkleinerung derzeit verfügbarer Flächen führen. Darüber hinaus werden weitere Flächen für die Windenergienutzung ausgewiesen. Auch die im EEG vorhandene Repowering-Regelung findet Anwendung. Dies führt in der *Plus-Variante* zu einer installierten Wind-Leistung von 36 GW im Jahr 2020 mit einer Stromproduktion von 73,5 TWh/a (vgl. Tabelle 3-2).

Für die Offshore Installation wird nach 2015 von einer sehr günstigen Investitionsdynamik ausgegangen, so dass bis 2020 eine Leistung von 12 GW installiert werden kann, mit der rund 40 TWh/a Strom bereitgestellt werden können. Bei der Fotovoltaik wird eher von der Obergrenze des im EEG definierten Wachstumskorridors ausgegangen (1.500 – 1.700 MW/a), was bis 2020 zu einer installierten Leistung von 22 GW führt. Legt man die Wachstumsgradienten der Frühphase des Windenergiezubaues auch für Geothermie zugrunde, so sind auch dort schnellere Zuwächse als im *Leitszenario 2008* vorstellbar. Allerdings bleiben die möglichen Beiträge beider Optionen mit 2,3 TWh/a bis 2020 trotzdem relativ gering. In der Summe ist eine EE-Stromproduktion in 2020 in Höhe von ca. 202 TWh/a unter günstigen Rahmenbedingungen und ähnlich erfolgreicher Technologieentwicklung wie bei der Windenergie zwischen 1995 und 2005 durchaus möglich.

**Tabelle 3-2: Vergleich Stromproduktion und installierte Leistung von *Leitszenario 2008* und *Plus-Variante* (E2-Variante der LEITSTUDIE 2008)**

In TWh/a (GW)	2020		2030	
	Leitszenario	Plus-Variante	Leitszenario	Plus-Variante
Wind	87,2 (38)	114,1 (48)	142,2 (53)	170,1 (62)
- davon Wind Land	53,5 (28)	73,5 (36)	58,1 (30)	78,4 (37)
- davon Wind Offshore	33,7 (10)	40,6 (12)	84,1 (23)	91,7 (25)
Fotovoltaik	15,5 (17,9)	19,3 (22,1)	21,9 (24)	27,8 (31)
Geothermie	1,8 (0,28)	2,3 (0,36)	6,0 (0,9)	8,8 (1,3)
Wasser + Biomasse	66,3 (12,2)	66,3 (12,2)	71,8 (13)	71,8 (13)
<b>EEG-Stromerzeugung</b>	<b>171 (68)</b>	<b>202 (83)</b>	<b>242 (91)</b>	<b>278 (108)</b>

Auf der Investitionsseite erfordert der verstärkte Ausbau auch höhere Investitionen in Anlagen. Das Investitionsvolumen erreicht im Jahr 2010 ein Minimum von 8,0 Mrd. €<sub>2008/a</sub>, danach steigt es wieder deutlich. Im Jahr 2020 wird mit 10,3 Mrd. €<sub>2008/a</sub> ein neuer Höchststand erreicht. Die wesentlich größeren Mengenumsätze zu diesem Zeitpunkt kompensieren also die bis dahin eingetretenen Kostendegressionen. Im Zeitraum 2009 bis 2020 belaufen sich die kumulierten Investitionen auf 107 Mrd. €<sub>2008</sub> bzw. 193 Mrd. €<sub>2008</sub> bis 2030.

**Tabelle 3-3: Jährliche Investitionen in EEG-Stromerzeugungsanlagen (Basis: Plus-Variante)**

	Einheit	2007	2010	2015	2020	2030
EEG-Anlageninvestitionen p.a.	Mrd. € <sub>2008</sub>	8,7	8,0	9,0	10,3	8,6

### 3.3 Bruttostromverbrauch

Über den zukünftigen Verlauf der Stromnachfrage liegen sehr unterschiedliche Aussagen vor. Während teilweise von weiteren Wachstumstendenzen ausgegangen wird und eine Verringerung der Stromnachfrage als äußerst unwahrscheinlich angesehen wird, ist andererseits für die angestrebte Steigerung der Energieproduktivität auch ein nennenswerter Rückgang der Stromnachfrage erforderlich. Im Szenario EE des Energiegipfels [Schlesinger et al. 2007] fällt er mit einem Rückgang um 11% bis 2020 gegenüber 2005 (dem Ausgangswert des Szenarios) sehr deutlich aus. Gegenüber dem Verbrauch des Jahres 2007 wäre bereits eine Reduktion um 13% erforderlich. Die unterstellten Einsparpotenziale sind aus technischer und struktureller Sicht zwar sicher vorhanden, die im integrierten Energie- und Klimaprogramm (IEKP) der Bundesregierung dazu genannten Maßnahmen dürften jedoch nicht ausreichen, dieses Potenzial bis 2020 in dem unterstellten Ausmaß zu mobilisieren.

Der erwartete Bruttostromverbrauch nach dem *Leitszenario 2008* ist in Abbildung 3-4 dargestellt. Der Bruttostromverbrauch ist in den vergangenen Jahren stetig gestiegen. Verstärkt greifende Effizienzaktivitäten werden kurzfristig bestenfalls in der Lage sein, den Zuwachs zu stoppen, erst allmählich wird sich auch ein Rückgang der Stromnachfrage ergeben.

Im *Leitszenario 2008* wird die Bruttostromerzeugung, ausgehend von dem zwischen 2005 und 2007 weiter gestiegenen Stromverbrauch, mittelfristig höher angesetzt als im Szenario EE des Energiegipfels; sie ist damit auch höher als im *Leitszenario 2006* [Nitsch 2007], insbesondere im kurzfristigen Zeitraum um 2010. Längerfristig wird jedoch von einer stabilen Tendenz einer stetigen Verbrauchsminderung ausgegangen. Der im *Leitszenario 2008* angenommene Verlauf der Bruttostromerzeugung geht von einer Reduktion bis 2020 um 7,5% gegenüber dem Wert von 2007 aus. Der Rückgang findet jedoch erst nach 2010 statt. Gegenüber einer fiktiven Entwicklung mit einem ähnlichen Wachstum des Verbrauchs wie bisher, der bis 2020 auf eine Erzeugung von 690 TWh/a führen würde, bedeutet der für 2020 angenommene Wert eine Reduktion um 15%. Die Stromproduktivität (Quotient BIP/STROM) muss dazu immerhin um 33% gegenüber 2000 steigen.

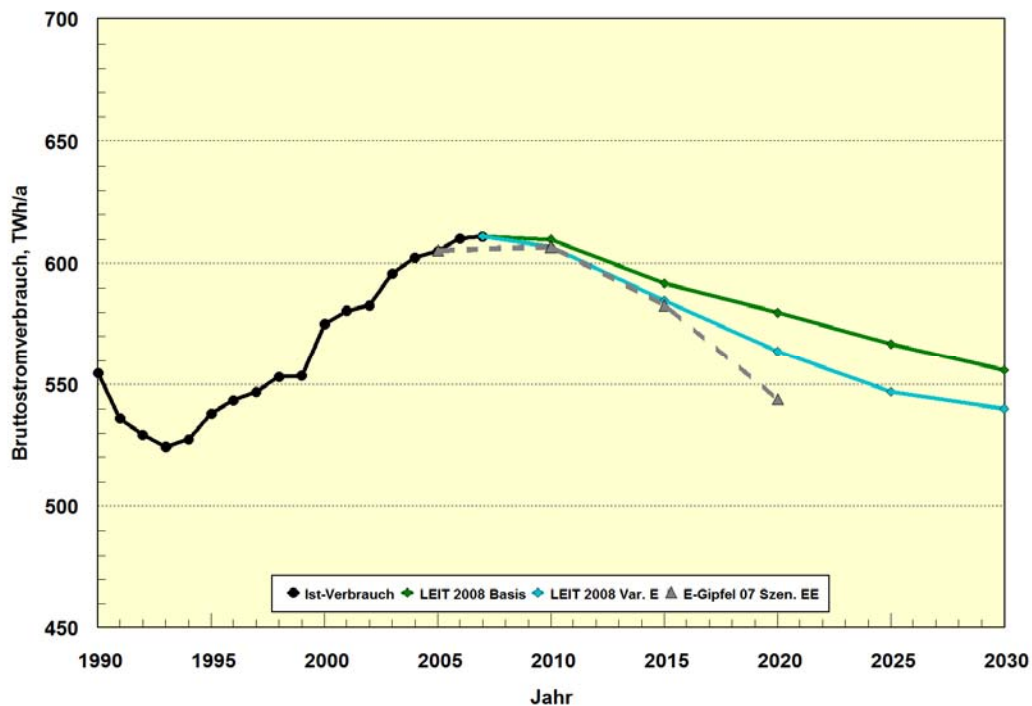


Abbildung 3-4: Historische und erwartete Entwicklung des Bruttostromverbrauchs 1990-2030

Abbildung 3-5 zeigt die Struktur des Bruttostromverbrauchs und ihre Entwicklung für das *Leitszenario 2008*. Aus der Struktur ist ersichtlich, dass die Industrie der Hauptverbraucher mit derzeit 39% des Verbrauchs ist. Die größten Wachstumsraten zeigen gegenwärtig aber die Privaten Haushalte und der Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen mit zusammen 46% Verbrauchsanteil. Der Verkehr beansprucht mit knapp 3% nur relativ geringe Strommengen. Rund 11% stellt der Eigenverbrauch der Kraftwerke und die Pumpstrom- und Verteilungsverluste. Den Rückgang des Stromverbrauchs tragen die Privaten Haushalte überproportional, weil dort die größten Einsparpotenziale vorhanden sind. Im Verkehr nimmt der Stromeinsatz dagegen zu.

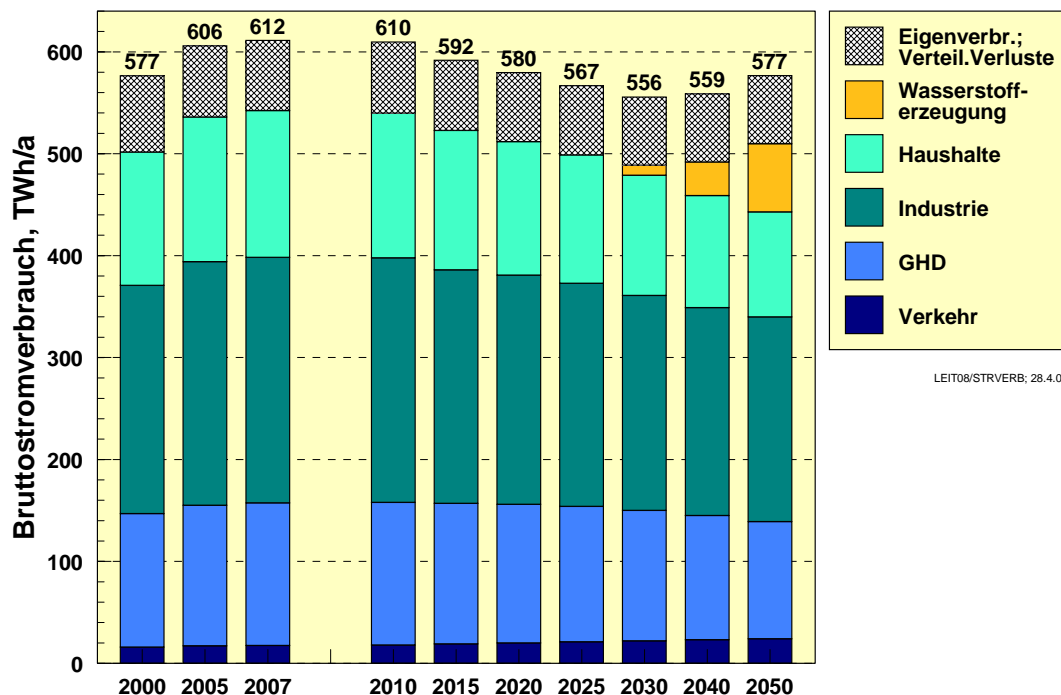


Abbildung 3-5: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs nach Verbrauchergruppen 2000 – 2050 im *Leitszenario 2008*

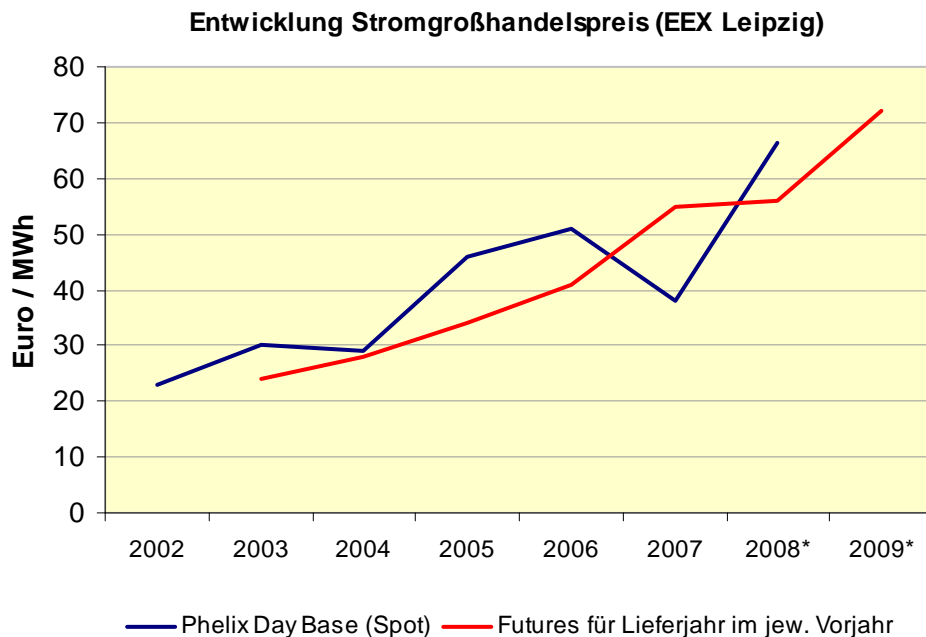
In der *Plus-Variante* wird eine sehr erfolgreiche Effizienzstrategie unterstellt, die zu einem leicht stärkeren Rückgang des Bruttostromverbrauchs führt. Dieser beläuft sich 2020 dann statt 580 TWh auf 570 TWh und 2030 sind es 552 TWh statt 556 TWh beim *Leitszenario 2008*.

## 3.4 Strompreise

### 3.4.1 Historische Entwicklung

Die Großhandelspreise für Strom sind nicht nur von zentraler Bedeutung für die Strompreise für Letztverbraucher (zusätzlich mit Netzentgelten, Steuern und Abgaben) sondern auch für die EEG-Differenzkostenberechnung durch die Stromlieferanten. Diese kaufen den größten Teil ihrer Stromlieferverpflichtungen überwiegend ein bis zwei Jahre vor dem tatsächlichen Lieferjahr. Die Leitfunktion für die Preisfeststellung im Stromgroßhandel hat in den letzten Jahren die Leipziger Strombörse European Energy Exchange (EEX) übernommen. Dort wird ein großer und weiter wachsender Teil des deutschen Strombedarfs gehandelt. Zu unterscheiden sind vor allem die Produkte **Spotmarkt** (kurzfristige Lieferung am nächsten Tag) und **Terminmarkt** (mittel- bis längerfristig benötigte Strommengen, sog. Futures). Bei Futures handelt es sich um eine rein finanzielle Preisabsicherung, das heißt eine Art Wette auf den zukünftigen Strompreis, wie er sich dann später am Spotmarkt tatsächlich einstellt. Eine

physische Stromlieferung ist damit noch nicht verbunden. Die Preise für Stromfutures geben damit die Erwartung der Marktteilnehmer wieder, welchen Spotpreis sie in Zukunft erwarten. Mit dem Beginn eines mengenmäßig relevanten Stromhandels an der EEX ist es zu einer stetigen und wachsenden Steigerung der Großhandelspreise gekommen. Abbildung 3-6 verdeutlicht diese Entwicklung am Termin- und Spotmarkt. Lediglich 2007 gab es einen Einbruch der Spotmarktpreise, dadurch bedingt, dass aufgrund eines deutlichen Überangebots an CO<sub>2</sub>-Zertifikaten (EUA) deren Preise bis nahe Null heruntergingen und in der Folge auch die Grenzkosten der Kraftwerke, die CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten berücksichtigen müssen (Kohle-, Gas- und Ölkraftwerke). In 2008 ist aber - auf Basis der bis Mitte des Jahres vorliegenden Daten - eine Fortsetzung des Preistrends nach oben sowohl am Spotmarkt als auch am Terminmarkt zu erkennen. Vermutlich wird der durchschnittliche Großhandelspreis 2009 über 70 Euro/MWh liegen, da die Futures im Juli 2008 bereits deutlich über 80 Euro/MWh lagen, während sie Anfang des Jahres noch bei etwas über 60 Euro/MWh standen.



**Abbildung 3-6: Entwicklung der Stromgroßhandelspreise an der Leipziger Strombörse EEX 2002 – 2009 (Jahresdurchschnitte, Stand 10/08)**

Das der Trend wachsender Großhandelspreise für Strom sich auch in der Zukunft mit großer Wahrscheinlichkeit fortsetzen wird, hat mehrere Gründe, wie:

- Neubaubedarf an Gas- und Kohlekraftwerken mit entsprechendem Kapitaldienst.
- Steigende Weltmarktpreise bei den wichtigen Brennstoffen Erdgas und Steinkohle.
- Steigende CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise durch gezielte Verknappung seitens der EU (sog. Cap).
- Abbau von bestehenden Kraftwerksüberkapazitäten.

### 3.4.2 Entwicklung der Brennstoffpreise für Kraftwerke

Die Abschätzung der künftigen Entwicklung der Stromgroßhandelspreise ist 2008 über den EEX-Terminmarkt prinzipiell bis 2014 möglich. Jedoch ist für die Jahre nach 2011 an der EEX noch kein mengenmäßig relevanter Stromhandel zu verzeichnen, so dass diese Preise nur einen groben Anhaltspunkt bieten können.

Die zu erwartende Großhandelspreisentwicklung ist daher mittel- bis langfristig besser über die voraussichtliche Entwicklung der Stromerzeugungskosten der Kohle- bzw. Gaskraftwerken abzuschätzen. Die LEITSTUDIE 2008 verwendet hierfür drei Brennstoff-Preispfade für Primärenergie und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise (vgl. Nitsch 2008, 51ff.). Bei den drei Preispfaden aus der LEITSTUDIE 2008 handelt es sich um:

- *Preisfad A*: „Deutlicher Anstieg“ nimmt – ausgehend vom Niveau des Jahres 2007 - einen kontinuierlichen Preisanstieg an. Der Ölpreis liegt im Jahr 2020 bei real 94 \$<sub>2008</sub>/bbl und im Jahr 2030 bei 108 \$<sub>2008</sub>/bbl. (vgl. im Anhang Tabelle 7-1).
- Der *Preisfad B*: „Mäßiger Anstieg“ greift Überlegungen der Jahre 2006 zu möglichen Hochpreisszenarien auf (z. B. Politiksznarien V [Horn & Diekmann 2007]). Damit wird aus heutiger Sicht eine Untergrenze zukünftiger Preisentwicklungen beschrieben. Der Ölpreis liegt hier im Jahr 2020 bei 78 \$<sub>2008</sub>/bbl und im Jahr 2030 bei 86 \$<sub>2008</sub>/bbl (vgl. im Anhang Tabelle 7-2).
- *Preisfad C*: „Sehr niedrig“. Durch den mit ihm dargestellten Extremfall zukünftig real nahezu konstanter Rohölpreise auf niedrigem Niveau (um 60 \$<sub>2008</sub>/bbl) können die Unterschiede zu zukünftig sich deutlich verändernden Energiepreise besonders gut veranschaulicht werden.  
Dieser Pfad hat in der Leitstudie 2008 nur nachrichtlichen Charakter und wird bei den weiteren Betrachtungen nicht herangezogen.

In Abbildung 3-7 sind die für die Kraftwerke aus den drei Preispfaden resultierenden Brennstoffpreisentwicklungen dargestellt. Diese bilden nun die Basis für die Ermittlung der Stromerzeugungskosten neuer fossiler Kraftwerke in Tabelle 7-3 und Tabelle 7-4 im Anhang dar.

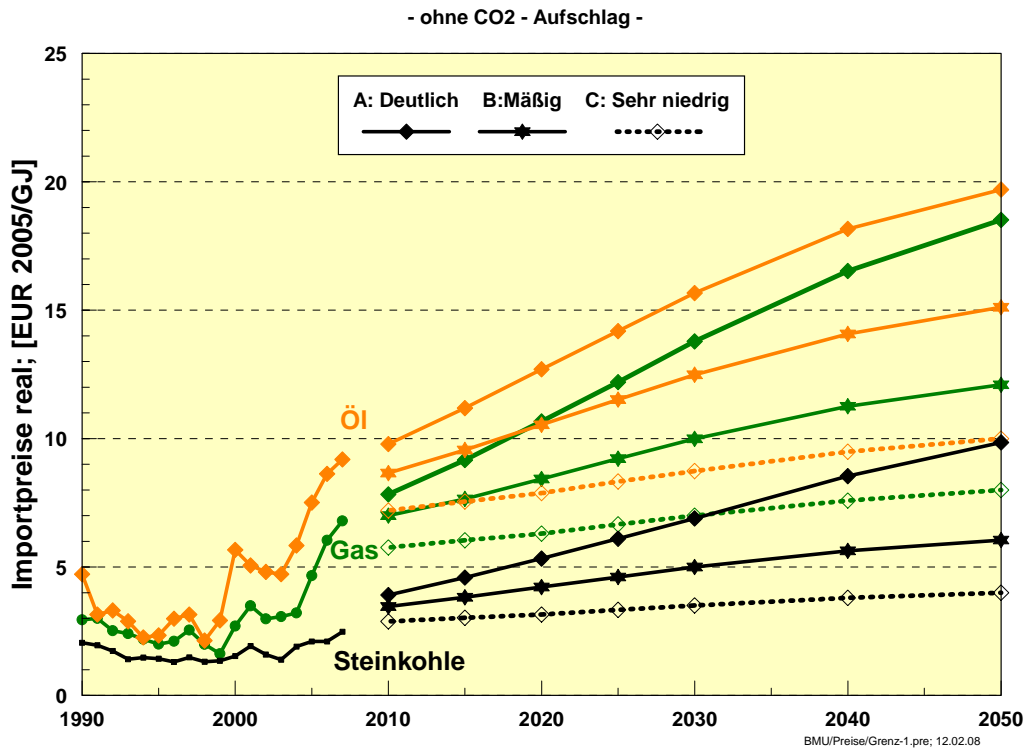
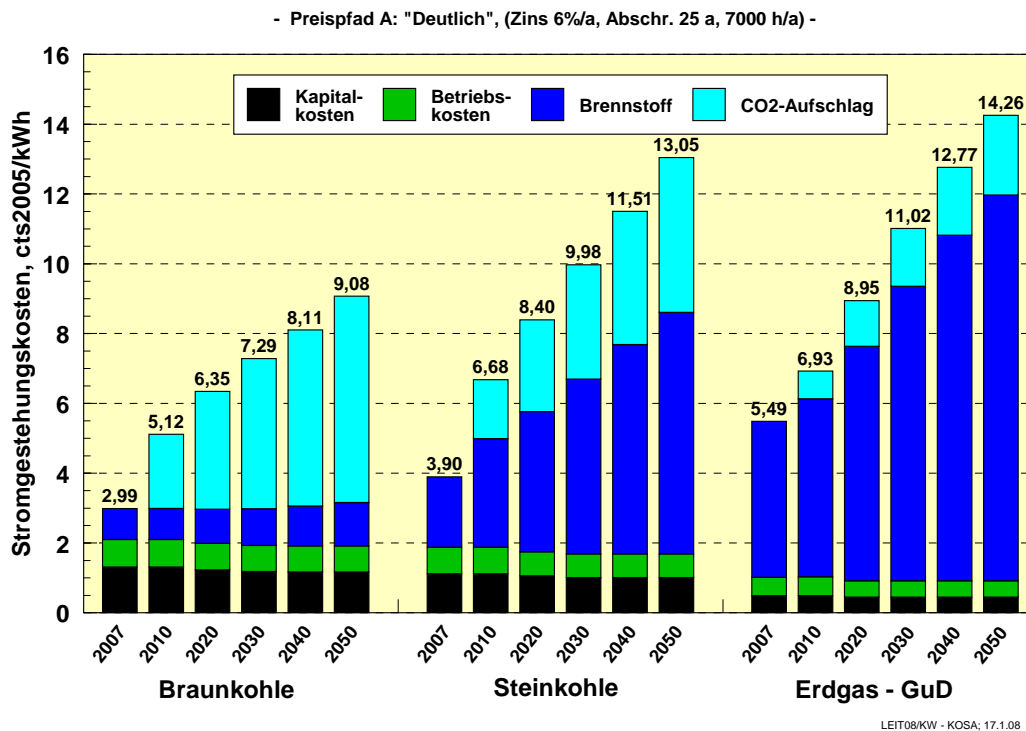


Abbildung 3-7: Entwicklung der Brennstoffpreise für Erdgas, Stein- und Braunkohle

### 3.4.3 Entwicklung des Strom-Großhandelspreises

Aufbauend auf die oben gezeigten Brennstoffpreisentwicklungen zeigt Abbildung 3-8, dass auch neue Gaskraftwerke (mit GuD-Technik<sup>24</sup>) mit elektrischen Wirkungsgraden von fast 60% generell die höchsten Erzeugungskosten aufweisen, vor allem wenn man die CO<sub>2</sub>-Aufschläge zunächst außen vor lässt. Auch bei Berücksichtigung der CO<sub>2</sub>-Aufschläge (diese steigen im Brennstoff-Preispfad A im Zeitraum bis 2030 auf 50 €/t CO<sub>2</sub>) liegen GuD-Gaskraftwerke noch an der Spitze, die Stromerzeugungskosten von GuD- und Steinkohlekraftwerke liegen aber schon relativ dicht zusammen, so dass heute kaum mit großer Sicherheit vorhersehbar ist, welcher Kraftwerkstyp zukünftig in der Praxis tatsächlich günstigere Gesteungskosten aufweisen wird. Zu groß und variabel ist der Einfluss der beiden Parameter Brennstoffpreis und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis.

<sup>24</sup> GuD: Gas- und Dampf. Zunächst erfolgt die Verbrennung in einer Gasturbine und mit den heißen Abgasen wird anschließend ein Wasserdampfprozess betrieben. Dadurch erzielt man hohe elektrische Wirkungsgrade über 50%.



**Abbildung 3-8: Stromerzeugungskosten fossiler Kraftwerke (Ausnutzung 7.000 h/a) nach Kostenarten bei einer Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisentwicklung gemäß Brennstoff-Preisfad A.**

In der Vergangenheit wurden Gaskraftwerke wegen ihres geringen Wirkungsgrades und hoher Brennstoffkosten überwiegend nur zur Abdeckung des Spitzenlastbedarfs eingesetzt. Sie standen in der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke (Merit-Order) damit ganz am Ende und stellen so auch an der Strombörse in der Regel das teuerste und zu Spitzenlastzeiten Preis setzende Grenzkraftwerk dar. Die voraussichtliche Entwicklung hin zu mehr GuD-Kraftwerken im Kraftwerkspark verschiebt das Einsatzspektrum von Gaskraftwerken hin zur Mittellast, ggf. sogar Grundlast bei sehr hohen Volllaststunden. GuD-Gaskraftwerke stehen damit in direkter Konkurrenz zu Steinkohlekraftwerken. Beide müssen durch den Atomausstieg perspektivisch zunehmend zur so genannten Grundlast beitragen. Da die Stromerzeugungskosten neuer GuD- und Steinkohlekraftwerke mit CO<sub>2</sub>-Aufschlag recht nah beieinander liegen (z. B. 2020: 8,95 zu 8,4 Cent<sub>2008</sub>/kWh bei angenommenen 7.000 Volllaststunden), benötigen diese Kraftwerke einen durchschnittlichen Stromgroßhandelspreis, der über den Vollkosten liegt. Perspektivisch stellen damit die Vollkosten neuer und in Mittel- bis Grundlastbereich betriebener Steinkohle und GuD-Gaskraftwerke die Untergrenze für den durchschnittlichen Großhandelspreis dar, da diese Kraftwerke sonst nicht dauerhaft rentabel betrieben werden können (vgl. auch Voß 2008, 74).

Für neue Kraftwerke (Kondensationskraftwerke) auf der Basis von Braunkohle, Steinkohle und Erdgas werden die zukünftigen Stromerzeugungskosten dargestellt. Die ökonomischen Eckdaten sind ein (realer) Zinssatz von 6%/a, eine Abschreibungsdauer von 25 Jahren und eine Auslastung von 7.000 h/a. Bei den Kostenangaben handelt es sich, wie bei allen Kosten-

angaben, um die realen Stromkosten frei Kraftwerk im ersten Betriebsjahr (bei annuitätisch ermittelten Kapitalkosten und real konstanten Betriebskosten). Betrachtet werden:

- Braunkohle-Dampfkraftwerk: Investitionskosten 1.050 - 1.175 €/kW;  
Wirkungsgrad: 45 – 47,5%
- Steinkohle-Dampfkraftwerk: Investitionskosten 900 - 1.000 €/kW;  
Wirkungsgrad: 47 – 52%;
- Erdgas- GuD-Kraftwerk: Investitionskosten: 400 - 435 €/kW;  
Wirkungsgrad: 59 – 62%

Über die Struktur der Stromerzeugungskosten der Kraftwerke auf Basis des Brennstoff-Preispfades A gibt Abbildung 3-8 Auskunft. Es wird ersichtlich, dass für den Preisanstieg beim Braunkohlestrom die Einbeziehung von CO<sub>2</sub>-Preisen verantwortlich sein wird, während für Strom aus Erdgas der Preisanstieg des Brennstoffs selbst die maßgebende Rolle spielen wird. Strom aus Steinkohle ist von beiden Entwicklungen betroffen, da davon ausgegangen wird, dass wegen der stark steigenden Nachfrage auch die Weltmarktpreise für Steinkohle deutlich steigen werden. Ohne wirksame Klimaschutzmaßnahmen würde Strom aus Braunkohle bei ca. 3 Cent/kWh verharren. Strom aus Steinkohle würde längerfristig auf 6 bis 8 Cent/kWh steigen. Fortschritte bei Wirkungsgradsteigerungen wirken sich kaum Kosten dämpfend aus.

Die Einbeziehung von CO<sub>2</sub>-Preisen<sup>25</sup> bedeutet für die Kraftwerksbetreiber, dass sie einen wachsenden Teil der externen Kosten der fossilen Stromerzeugung in ihr betriebswirtschaftliches Kalkül einbeziehen müssen. Kohlestrom aus neuen Kraftwerken hat damit im Preispfad B im Jahr 2030 Erzeugungskosten von rund 7,7 Cent<sub>2008</sub>/kWh. Im Preispfad A lauten die entsprechenden Werte für 2030 rund 10 Cent<sub>2008</sub>/kWh.

Der Preisanstieg für Strom aus Erdgas-GuD-Kraftwerken verläuft ähnlich. Der Anteil der durch Klimaschutzmaßnahmen bewirkten Kostensteigerungen bleibt jedoch hier relativ gering. Im Preispfad B kosten Strom aus Erdgas im Jahr 2030 bereits 8,3 Cent<sub>2008</sub>/kWh und im Brennstoff-Preispfad A dann 11 Cent<sub>2008</sub>/kWh.

Die Darstellungen beziehen sich auf eine Auslastung der Kraftwerke von 7.000 h/a. Wegen der relativ hohen Investitionskosten von Kohlekraftwerken steigen deren Stromerzeugungskosten bei sinkender Auslastung deutlich. Bei 4.000 h/a sind sie rund 1 Cent/kWh höher als bei einer Auslastung von 7.000 h/a (vgl. Tabelle 7-3). Bei Erdgas-Kraftwerken verläuft diese Abhängigkeit wegen ihrer geringen Investitionskosten wesentlich flacher. Bei einer Auslastung unter etwa 5.000 h/a sind sie derzeit kostengünstiger als Kohlekraftwerke. Zukünftig verschiebt sich diese Grenze zu geringeren Auslastungen wegen des deutlichen Preisanstiegs

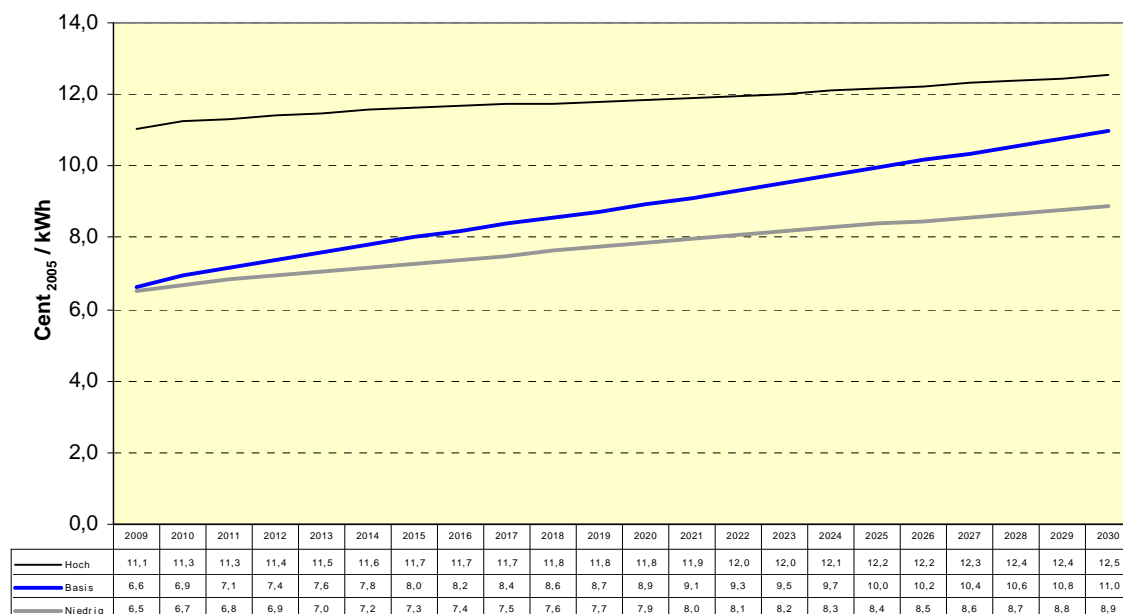
---

<sup>25</sup> Preispfad A: Anstieg von 24 €/t CO<sub>2</sub> (2010) auf 50 €/t CO<sub>2</sub> (2030)  
Preispfad B: Anstieg von 20 €/t CO<sub>2</sub> (2010) auf 35 €/t CO<sub>2</sub> (2030)  
vgl. auch Tabelle 7-1 und Tabelle 7-2 im Anhang.

von Erdgas. Wegen der hohen Flexibilität dieser Kraftwerke und dem relativ geringen Fixkostenanteil werden sie zukünftig in Verknüpfung mit einer Stromversorgung mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien – wie sie das *Leitszenario 2008* darstellt - bevorzugt eingesetzt werden, um in Verbindung mit Lastmanagementmaßnahmen und Speichern eine jederzeit gesicherte Stromversorgung zu gewährleisten und bekommen daher eine Preisbestimmende Leitfunktion für den Großhandelsstrompreis.

Für die Berechnung der EEG-Differenzkosten wird aufgrund des zuvor Gesagten angenommen, dass die steigenden Stromerzeugungskosten neuer Erdgas-GuD-Kraftwerke aufgrund ihres Mittellastcharakters die Untergrenze für den durchschnittlichen Stromgroßhandelspreis darstellen, wie er sich an der Börse bildet. Zur Anwendung kommen dann die auf den Brennstoff-Preispfaden A und B basierenden Gestehungskosten. Daraus werden drei Varianten zur Entwicklung des durchschnittlichen Stromgroßhandelspreises für die Berechnungen in Kapitel 0 abgeleitet:

- Der Strompreis im Pfad „Basis“ setzt auf der Entwicklung der Stromerzeugungskosten nach Brennstoff-Preispfad A inklusive der CO<sub>2</sub>-Aufschläge auf.
- Als „Niedrig“ wird der Strompreispfad bezeichnet, der auf dem Brennstoff-Preispfad B der LEITSTUDIE 2008 aufbaut.
- Der Pfad „Hoch“ unterstellt, dass bis 2030 externe Kosten von 70 €/t CO<sub>2</sub> [Krewitt & Schlomann 2005] in den Strompreispfad internalisiert sind und geht damit über den Strompreispfad *Basis* hinaus, der bis 2030 „nur“ 50 €/t CO<sub>2</sub> internalisiert sieht.



### **Abbildung 3-9: Erwartete Entwicklung der Großhandelsstrompreise**

Die Kostendarstellungen im weiteren Verlauf basieren schwerpunktmäßig auf dem Strompreisfad *Basis*.

## 4 EEG-Kostenanalyse

### 4.1 Vorbemerkung

Nach Definition des EEG fällt der gesamte Strom aus erneuerbaren Energien unter das EEG, unabhängig davon, ob ein Vergütungsanspruch / -interesse besteht. Wie bereits weiter oben erwähnt, ist bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zwischen Anlagen, welche den Vergütungsanspruch des EEG wahrnehmen und Anlagen, die ihren Strom direkt vermarkten, zu unterscheiden. Hinzu kommt der Strom aus Anlagen, für die kein Vergütungsanspruch besteht (vor allem große Wasserkraftanlagen, Biomassekraftwerke über 20 MW<sub>el</sub>). Wenn Anlagen ihren Strom direkt (und zu höheren Preisen) vermarkten werden, besteht der EEG-Vergütungsanspruch prinzipiell weiter und es handelt sich definitionsgemäß auch weiterhin um EEG-Strom, auch die Anschluss- und Abnahmepflichten nach §§ 5, 8 EEG 2009 bleiben bestehen.

Die Unterscheidung in vergüteten und nicht vergüteten EEG-Strom ist für die im Folgenden dargestellte Kostenrechnung relevant, da direkt vermarktende Anlagen keine EEG-Vergütungen mehr erhalten<sup>26</sup>, jedoch zur EEG-Strommenge beitragen. Aus rationalen Gründen kann man davon ausgehen, dass Anlagenbetreiber nur dann auf die EEG-Vergütungen verzichten werden, wenn sie bei der Direktvermarktung vorübergehend oder dauerhaft einen höheren Erlös erzielen können.

### 4.2 Entwicklung der nach EEG vergüteten Stromerzeugung

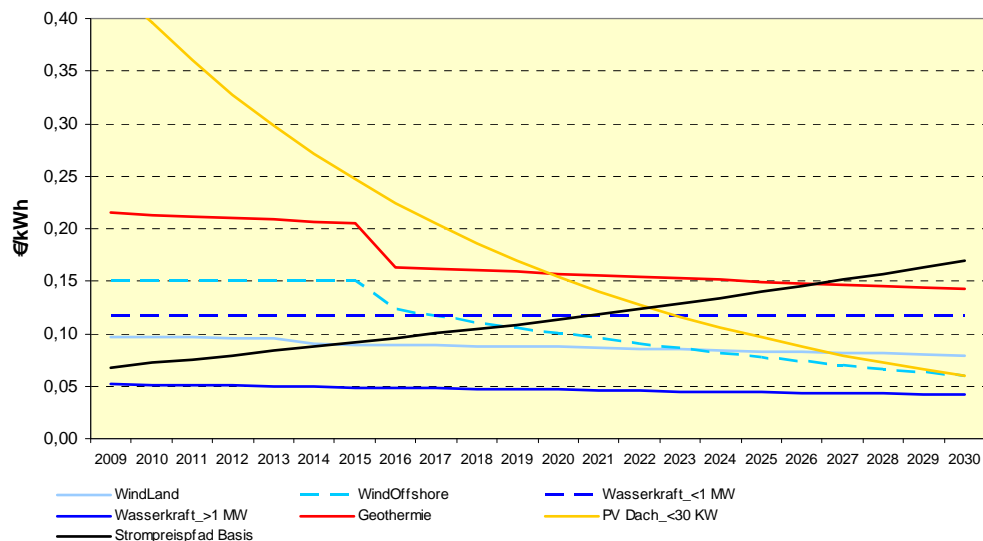
In Kapitel 3.1 und 3.2 wurde bereits die zukünftig erwartete Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien dargestellt. Für die Kostenbetrachtungen ist aber nicht die Gesamtmenge des Stroms aus erneuerbaren Energien relevant, sondern letztlich nur die nach dem EEG vergütete Strommenge. Diese Strommenge ist heute bereits kleiner als die gesamte EE-Strommenge, da rund 80% des Wasserkraftstroms (aus Altanlagen > 1 MW) nicht über das EEG vergütet wird. Hinzu kommt noch ein kleiner Teil bei Biomasse-Kraftwerken.

Perspektivisch gesehen werden zunehmend EEG-Anlagen aus der EEG-Vergütung ausscheiden, weil es für sie attraktiver wird, den Strom zu höheren Preisen direkt zu vermarkten. Abbildung 4-1 zeigt diese Entwicklung, bei der die erwartete Preisentwicklung für konventionell erzeugten Strom im Stromgroßhandel (vgl. Kap. 3.4.3) dazu führen wird, dass

---

<sup>26</sup> Im Rahmen einer Verordnungsermächtigung könnte es zu einer Regelung kommen, bei der direkt vermarktende EEG-Anlagen unter bestimmten Bedingungen auch einen Bonus aus dem EEG erhalten.

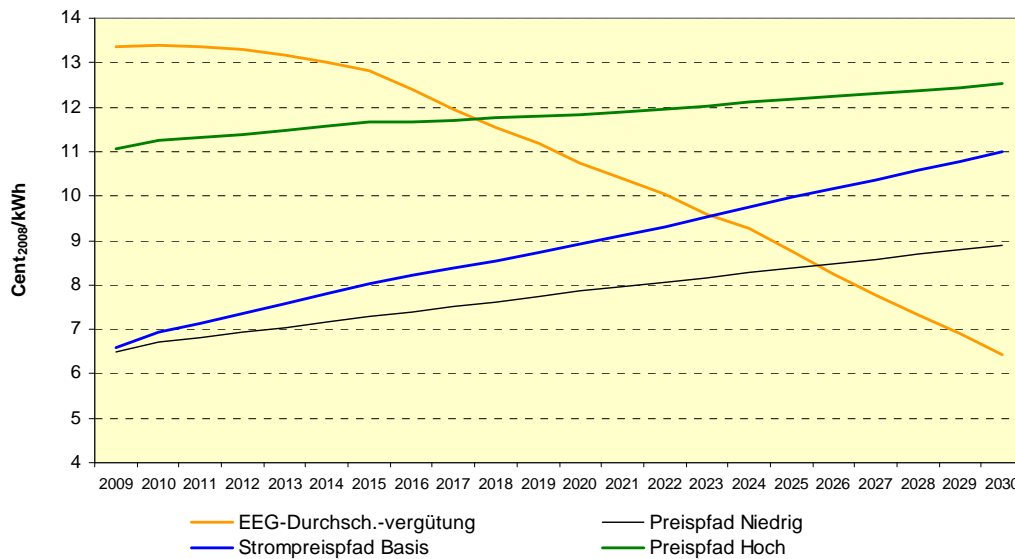
Mitte des nächsten Jahrzehnts als erstes Land-Windkraftanlagen<sup>27</sup> die allgemeine Wirtschaftlichkeit erreichen werden. Es folgen dann in den nächsten Jahren weitere Sparten, sodass bis 2030 die Neuanlagen aller EE-Sparten günstiger Strom erzeugen können, als es konventionelle Kraftwerke auf Basis fossiler Energieträger tun können.



**Abbildung 4-1: Entwicklung der EEG-Anfangsvergütungen für Neuanlagen und des Strompreispfades Basis in jeweiligen Preisen**

Gegenüber dem Stromgroßhandelspreis erreicht der gesamte EEG-Erzeugungsmix (d.h. hier EEG-Durchschnittsvergütung ohne Abzug vermiedener Netznutzungsentgelte) im Preisfad *Basis* Anfang der 20er Jahre dieses Jahrhunderts den Break-even, wenn man die gesamten Vergütungszahlungen und Erzeugung inkl. der Anlagen zugrunde legt, die aus Wettbewerbsgründen bereits aus der EEG-Vergütung ausgeschieden sind, weil dort höhere Erlöse möglich sind. Im Preisfad *Niedrig* würde sich der Zeitpunkt um etwa 3 Jahre nach hinten verschieben, im Preisfad *Hoch* dagegen etwa 5 Jahre nach vorn (vgl. Abbildung 4-2). Der Vergleich mit ähnlichen Berechnungen in der Leitstudie 2008 zeigt [Nitsch 2008, 112f.], dass der Break-even ggü. der konventionellen Stromerzeugung dort etwas früher erreicht wird und die Kurve der erneuerbaren Energien etwas flacher verläuft. Dies hat seine Ursache in den bereits am Anfang in Fußnote 14 geschilderten methodischen Unterschieden zwischen EEG-Vergütungen und Stromerzeugungskosten.

<sup>27</sup> Durch die Erhöhung der Anfangsvergütung für Wind Land ab 2009 auf 9,2 Cent/kWh zzgl. Boni verschiebt sich der Break-even ggü. dem konv. Strompreis nach hinten. Neuanlagen mit Inbetriebnahmejahr 2008 erhalten noch 7,95 Cent/kWh und erreichen den Break-even somit früher (nicht in Abbildung 4-1 enthalten).



**Abbildung 4-2: Entwicklung der EEG-Durchschnittsvergütung ohne Ausscheiden von Anlagen aus der EEG-Vergütung und ohne Berücksichtigung vermiedener Netznutzungsentgelte im Vergleich zu den drei Strompreisfaden in dieser Studie**

Aufgrund der beschriebenen Entwicklung in Richtung partieller Wirtschaftlichkeit einzelner EE-Sparten ggü. der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern, ist mit einem sukzessiven Ausscheiden von EE-Anlagen aus dem EEG-Vergütungssystem zu rechnen. Weil EE-Anlagen bei einer direkten Vermarktung ihres Stroms dann aber vertragliche Zusagen hinsichtlich ihrer Leistungsverfügbarkeit werden machen müssen, werden vor allem stark fluktuierende Fotovoltaik- und Windkraftanlagen nicht schon bei geringfügig höheren Großhandelspreisen ausscheiden, sondern erst dann, wenn auch die zusätzlich anfallenden Kosten für eine Leistungsabsicherung und Vermarktung sicher gedeckt werden können.

Diese Aufwendungen der EE-Sparten für eine erfolgreiche Direktvermarktung wurden im Modell durch entsprechende Aufschläge zum Großhandelspreis berücksichtigt (vgl. Tabelle 4-1) und variieren nach überschlägiger Abschätzung im Bereich von 0,5 bis 3 Cent/kWh, wenn man von den großen Wasserkraftanlagen, die überwiegend von etablierten Stromversorgern betrieben werden, absieht.

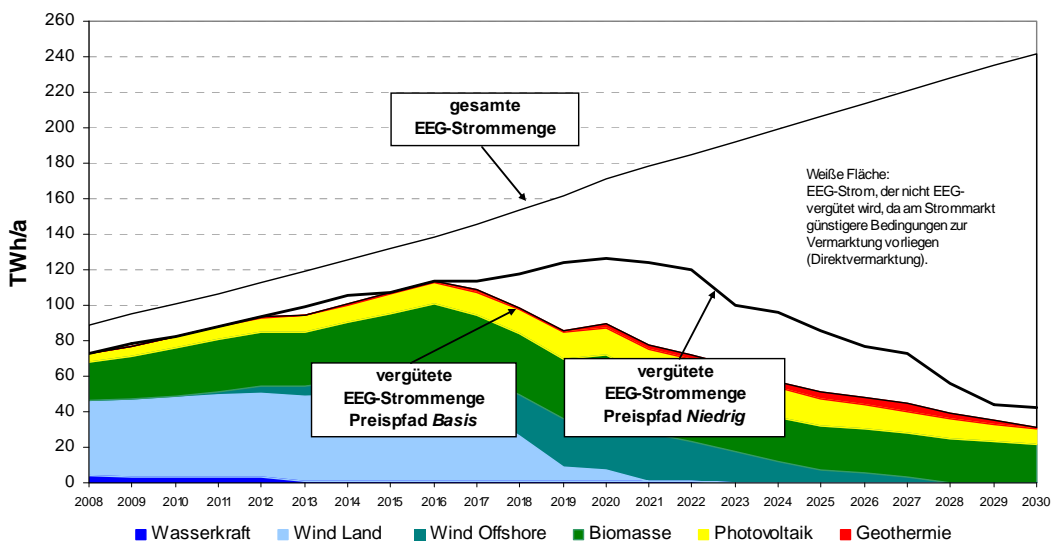
EE-Anlagen mit vorhersehbar konstanter Leistung weisen nur sehr geringe Vermarktungskosten im Bereich von 0,5 Cent/kWh auf, während es bei Windkraft- oder großen Fotovoltaik-Anlagen mit fluktuierender Einspeisung zu größeren Aufwendungen im Bereich von 1,5 Cent/kWh in Folge der notwendigen Leistungsabsicherung kommen wird. Lediglich für kleine Fotovoltaik-Anlagen (EFH-Anlagen) wurde der Wert mit 3 Cent/kWh deutlich höher angesetzt, da aufgrund der geringen vermarktungsfähigen Strommengen eine direkte Vermarktung für viele Anlagenbetreiber im Einzelfall zu aufwendig und nicht wirtschaftlich sinnvoll ist. Denkbar sind aber Vermarkter, die viele kleine Strommengen sammeln und dann

im Pool vermarkten. Dies dürfte aber erst bei deutlich höheren Durchschnittspreisen interessant werden.

**Tabelle 4-1: Mindestüberschreitung des Stromgroßhandelspreises, bevor EE-Anlagen aus dem EEG-Vergütungssystem ausscheiden**

Sparte	Cent/kWh
Wind Land:	1,5
Wind Offshore	1,0
Wasserkraft < 1 MW	0,5
Wasserkraft > 1 MW	0,0
Fotovoltaik < 30kW	3,0
Fotovoltaik > 30kW	1,5
Biomasse:	0,5
Geothermie	0,5

Aus Basis dieser Randbedingungen fallen im Strompreisfad *Basis* bereits ab 2012 erste relevante Strommengen (primär Windkraft) aus der EEG-Vergütung heraus. Nach 2016 kommt es dann zu einem sehr deutlichen Abfall bei den nach EEG vergüteten Strommengen. Um 2021 herum wird nur noch die Hälfte des hierzulande produzierten EE-Stroms über das EEG vergütet werden, im Jahr 2030 sind nur noch 17%. Praktisch ist ab 2021 kein Strom aus Land-Windkraftanlagen mehr im EEG-Vergütungssystem. Offshore-Windkraftanlagen würde nach 2028 vollständig entfallen sein. Es verbleiben Teilmengen der Biomasse und vor allem Solar- und Geothermiestrom, die beide erst nach 2030 vollständig aus dem Vergütungssystem ausscheiden werden. Legt man den niedriger verlaufenden Preisfad *Niedrig* für den Stromgroßhandelspreis an, dann verschiebt sich der Beginn des gesamten Prozesses einige Jahre nach hinten (vgl. Abbildung 4-3).



**Abbildung 4-3: Entwicklung der nach EEG vergüteten Strommengen für *Leitszenario 2008***

Im Jahr 2020 beträgt die gesamte EEG-Strommenge rund 171 TWh, davon wären im *Leit-szenario 2008* Strompreispfad *Basis* noch 89 TWh nach dem EEG vergütet, im Strompreis-pfad *Niedrig* wären es dagegen noch 126 TWh. Im Jahr 2030 hat sich die Lage relativiert, so dass bei einer EEG-Gesamtmenge von 242 TWh noch 31 bzw. 42 TWh EEG-vergütet wären.

## 4.3 Entwicklung der gesamten EEG-Vergütungen und EEG-Differenzkosten

### 4.3.1 EEG-Vergütungen

Aus den Grundlagen der vorangegangenen Abschnitte lassen sich die EEG-Vergütungszahlungen ableiten, in dem der spartenspezifisch zum Inbetriebnahmejahr gültige EEG-Vergütungssatz mit der jeweiligen Strommenge multipliziert und alle Teilsummen auf-addiert werden. Es werden für die Vergütungszahlungen nur die Anlagen berücksichtigt, deren Vergütungsanspruch eingelöst wird. Die aufgrund von Alter oder Eigenvermarktung aus dem EEG ausgeschiedenen Anlagen werden nicht mehr berücksichtigt. Es zeigt sich in Analogie zu Abbildung 4-3, dass die Vergütungszahlungen beginnend ab 2016 deutlich zurück-gehen, obwohl die Strommenge aus EE-Anlagen weiter wächst. Das Ausscheiden in Ver-bindung mit der Direktvermarktung von EE-Strom zeigt hier deutlich Kosten senkende Effekte. Die Vergütungszahlungen erreichen im Strompreispfad *Basis* 2016 mit 14,5 Mrd. €<sub>2008</sub> ihren Höhepunkt. Im Jahr 2020 liegen die Vergütungszahlungen noch bei 12,4 Mrd. €<sub>2008</sub> und 2030 nur noch bei rund 4 Mrd. €<sub>2008</sub> (vgl. Abbildung 4-4).

Auch wenn EEG-Anlagen eine Direktvermarktung verwehrt wäre, käme es nach 2025 durch den Degressionseffekt zu einem Rückgang der Vergütungszahlungen, jedoch würde ein deut-lich längerer Zeitraum benötigt, um die Vergütungen auf das Niveau zu senken, wie es durch das Ausscheiden im Betrachtungszeitraum erreicht wird.

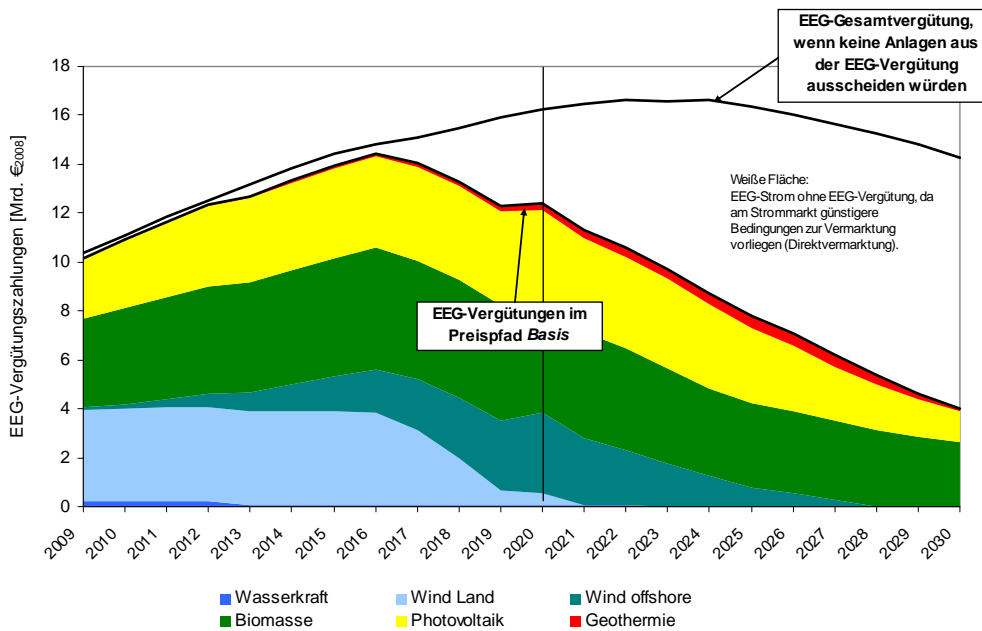


Abbildung 4-4: Entwicklung der EEG-Vergütungszahlungen für das *Leitszenario 2008* (Strompreisfad *Basis*)

Der in der *Plus-Variante* unterstellte höhere Ausbau bei den erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung (vgl. Kapitel 3.2) führt naturgemäß auch zu höheren Vergütungszahlungen und Differenzkosten. Gegenüber dem *Leitszenario 2008* liegen die Vergütungszahlungen beim Ausscheiden der Anlage aus der EEG-Vergütung im Maximum im Jahr 2016 um rund 1,5 Mrd. €<sub>2008</sub> höher und erreichen rund 16 Mrd. €<sub>2008</sub> (vgl. Abbildung 4-5). Bis 2030 schmilzt der Abstand zum *Leitszenario 2008* auf rund 1 Mrd. €<sub>2008</sub>.

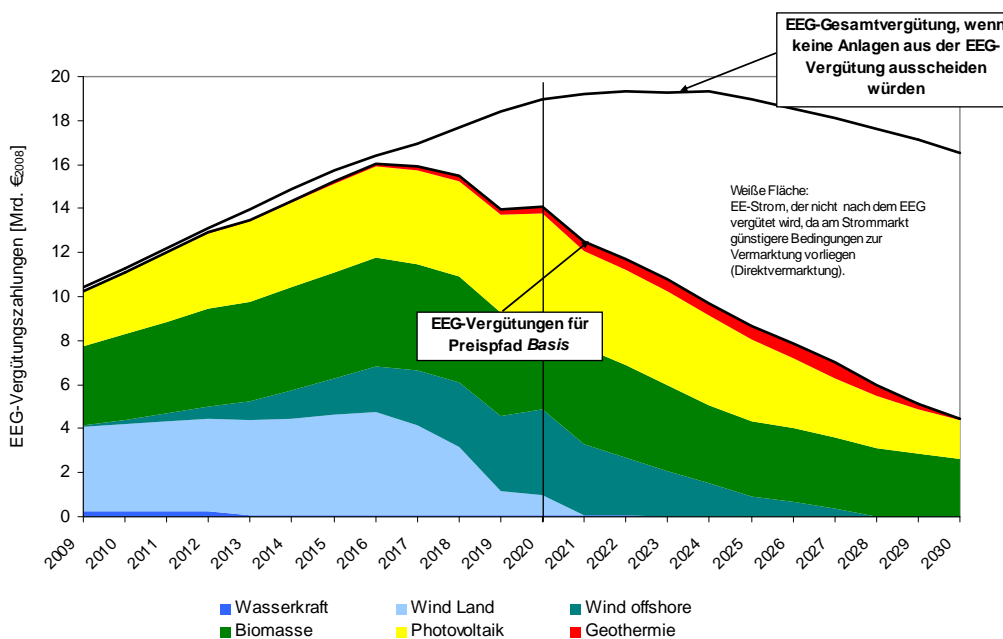


Abbildung 4-5: Entwicklung der EEG-Vergütungszahlungen für die *Plus-Variante* (Preisfad *Basis*)

### 4.3.2 EEG-Differenzkosten

Bei Betrachtung der durch das EEG für die Stromverbraucher entstehenden Mehrkosten sind aber nicht die Vergütungszahlungen relevant, sondern die Differenz zwischen Vergütungszahlungen und Marktwert für EEG-Strom. Dieser Marktwert wird branchenüblich über den in Kapitel 3.4.3 darstellten Großhandelspreis für Strom bestimmt.

Der perspektivisch deutlich ansteigende Stromgroßhandelspreis führt in zweierlei Hinsicht zu einer EEG-Kostenentlastung: Zum einen scheiden Anlagen dadurch früher aus dem EEG-Vergütungssystem aus, zum anderen wird die Kostendifferenz für die im Vergütungssystem verbleibenden Anlagen geringer.

Abbildung 4-6 zeigt die Entwicklung der gesamten EEG-Differenzkosten für die drei Strompreispfade. Im Strompreispfad *Basis* liegt das Maximum der Differenzkosten im Jahr 2013, während es im Pfad *Niedrig* erst zwei Jahre später erreicht wird und auch rund 0,6 Mrd. €<sub>2008</sub> höher liegt, als beim Pfad *Basis* mit rund 5,5 Mrd. €<sub>2008</sub>. Bis 2030 kommt es zu einem kontinuierlichen Rückgang, so dass beim Pfad *Basis* 2020 noch Mehrkosten in Höhe von 4,4 Mrd. €<sub>2008</sub> anfallen, während es 2030 nur noch rund 0,6 Mrd. €<sub>2008</sub> sind. Somit wäre kurz nach 2030 nahezu der gesamte **Erzeugungsmix** aus erneuerbaren Energien wirtschaftlich, wenn auch einzelne Anlagen noch auf das EEG angewiesen sein werden. Dies geht allerdings einher mit Stromgroßhandelspreisen, die 2030 real bei rund 11 Cent<sub>2008</sub> liegen, etwa 3 bis 4 Cent<sub>2008</sub> über dem heutigen Niveau.<sup>28</sup>

Nochmals deutlich niedriger lägen die Differenzkosten bei einer mehr volkswirtschaftlichen Sichtweise im Strompreispfad *Hoch* mit weitgehender Internalisierung der externen Kosten der fossilen Stromerzeugung, die mit 70 €/t CO<sub>2</sub> angesetzt werden können [vgl. Krewitt & Schlomann 2006, 1]. Aufbauend auf den Preispfad *Basis* wird hierbei angenommen, dass durch den CO<sub>2</sub>-Emissionshandel oder den Einsatz von CCS-Technologie eine volle Internalisierung der externen Kosten erfolgt ist, insbesondere dann, wenn es ab 2013 zu der vorgesehenen vollständigen Versteigerung der Zertifikate kommt.

Gegenüber dem Pfad *Basis* werden dazu die 2030 noch „offenen“ externen Kosten in Höhe von 20 €/t CO<sub>2</sub> berücksichtigt, im Fall *Niedrig* sogar 35 €/t CO<sub>2</sub>. Durch die zu erwartenden Veränderungen im deutschen Kraftwerkspark hin zu mehr Effizienz und geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen wird ein jährlicher Rückgang der externen Kosten um 0,14 Cent/kWh ausgehend von einem Startwert für externe Kosten in Höhe von 4,5 Cent/kWh angenommen (20 €/t CO<sub>2</sub> sind 2009 als bereits internalisiert angesetzt). Gegenüber dem Pfad *Basis* liegen die maximalen Differenzkosten mit rund 3,8 Mrd. €<sub>2008</sub> damit deutlich niedriger. Der Abstand der Differenzkosten zum Pfad *Basis* geht aber bis 2030 deutlich zurück, da die im Preispfad *Basis* noch

<sup>28</sup> Stromfutures an der Leipziger Strombörse erwarten für das Jahr 2012/2013 bereits einen Großhandelspreis von etwa 8-9 Cent/kWh, so dass die in der *Leitstudie 2008* für 2030 antizipierten **Stromerzeugungskosten** von 11 Cent/kWh eher eine konservative Untergrenze für die Großhandelspreise darstellen dürften.

nicht internalisierten externen Kosten für den Klimaschutz von 46 €/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2009 auf „nur“ noch 20 €/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2030 abnehmen.

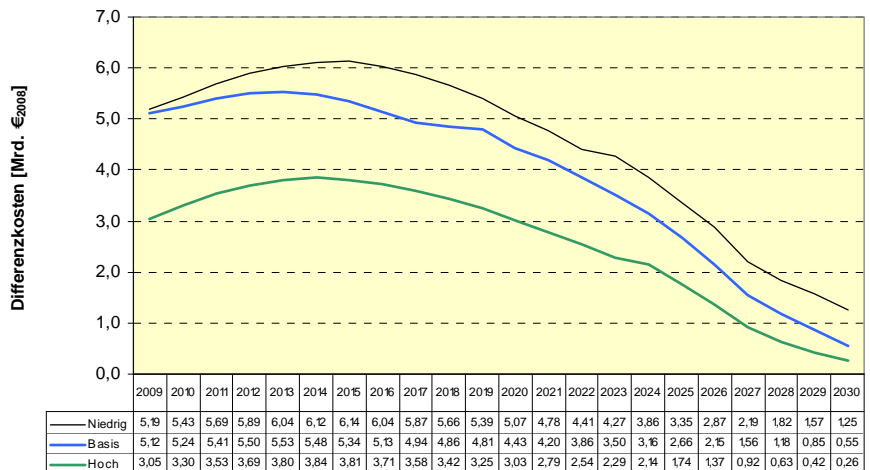


Abbildung 4-6: Entwicklung der EEG-Differenzkosten für die vergütete Stromerzeugung im *Leitszenario 2008*

Für die Plus-Variante zeigt Abbildung 4-7 die Entwicklung der gesamten EEG-Differenzkosten für die drei Strompreispfade. Sowohl beim Pfad *Basis* als auch beim Preispfad *Niedrig* liegt das Maximum der Differenzkosten weiterhin im Jahr 2016, wobei diese ggü. dem *Leitszenario 2008* im Preispfad *Basis* dann etwa 0,3 Mrd. €<sub>2008</sub> (insgesamt 5,8 Mrd. €<sub>2008</sub>) höher liegen.

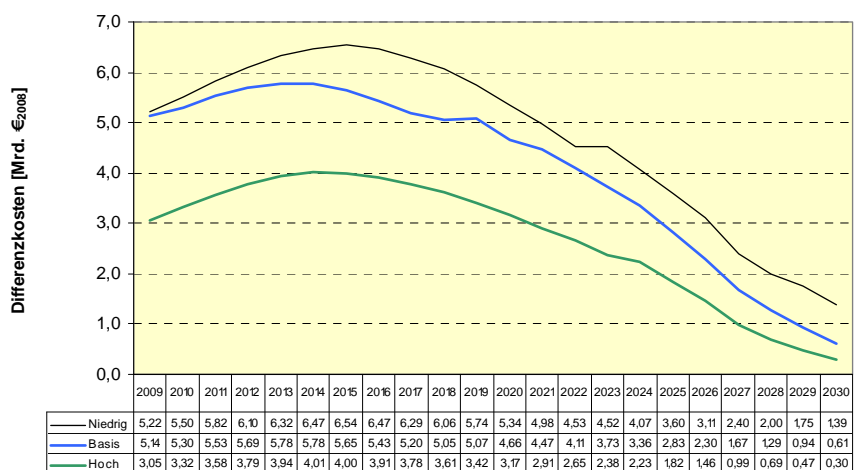


Abbildung 4-7: Entwicklung der Differenzkosten für die EEG-vergütete Stromerzeugung nach der *Plus-Variante*

### 4.3.3 EEG-Umlage

Die den Stromvertrieben durch die Pflichtabnahme des EEG-Stroms entstehenden Differenzkosten werden von diesen an die Endkunden im Form einer EEG-Umlage weitergegeben, wodurch sich der Arbeitspreis einer kWh Strom etwas erhöht. Die durchschnittliche EEG-Umlage errechnet sich aus der Division der gesamten Differenzkosten durch die gesamte an Letztverbraucher gelieferte Strommenge<sup>29</sup>. In den vergangenen Jahren betrug diese Letztverbraucherermenge durchschnittlich 80% des Bruttostromverbrauchs und wird in Modell mit diesem Wert fortgeschrieben, d.h. das sie geht mit abnehmendem Bruttostromverbrauch auch zurück.

Die EEG-Umlage ist besonders für so genannte nicht privilegierte Letztverbraucher (Stromkunden) von großem Interesse. Nicht privilegiert sind die Mehrheit aller Stromkunden, die nicht unter die Regelungen des § 41 und 42 EEG 2009 (ehemals §16 EEG 2004) fallen (siehe auch Kasten unten). Den nicht privilegierten Stromkunden entstehen aber durch die Privilegierung bestimmter Unternehmen höhere EEG-Umlagekosten, da deren Begünstigung (dadurch mengenmäßig verminderte EEG-Stromabnahme) stattdessen von allen anderen Stromabnehmern zu tragen ist. Die EEG-Umlage erhöht sich für die nicht privilegierten Stromabnehmer durch die Begünstigung derzeit um 17%. Jedoch wird es perspektivisch durch die Strompreissteigerungen bei zu einer Zunahme kommen, so dass im Modell die Umlageerhöhung generell mit 20% angesetzt wird.

Die EEG-Umlage lag 2007 bei rund 1 Cent/kWh und wird im Preisfad *Basis* ihr Maximum bei rund 1,4 Cent<sub>2008</sub>/kWh in 7 bis 8 Jahren erreichen. Gegenüber heute ist dies eine Zunahme um „nur“ noch etwa 40%. Sollte der Ausbau stärker erfolgen (*Plus-Variante*), dann ist mit einem nur leicht höheren Anstieg auf rund 1,5 Cent<sub>2008</sub>/kWh zu rechnen. Das gleiche gilt für den Fall, dass man einen geringeren Anstieg der Stromgroßhandelspreise unterstellt (*Niedrig*). Nach dem Maximum im Bereich 2016 kommt es anlog zum Rückgang der gesamten Differenzkosten auch zu einer deutlichen Abnahme der EEG-Umlage, so dass diese 2020 real – trotz Verdopplung der EEG-Strommenge - kaum höher liegen wird als heute, und 2030 im *Basis* und *Hoch* kaum noch nennenswert ist, trotz dann sehr hoher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

---

<sup>29</sup> Strommenge an Letztverbraucher enthält keinen Eigenverbrauch der Stromwirtschaft, keine Netzverluste und keine Eigenstromerzeugung von Unternehmen.

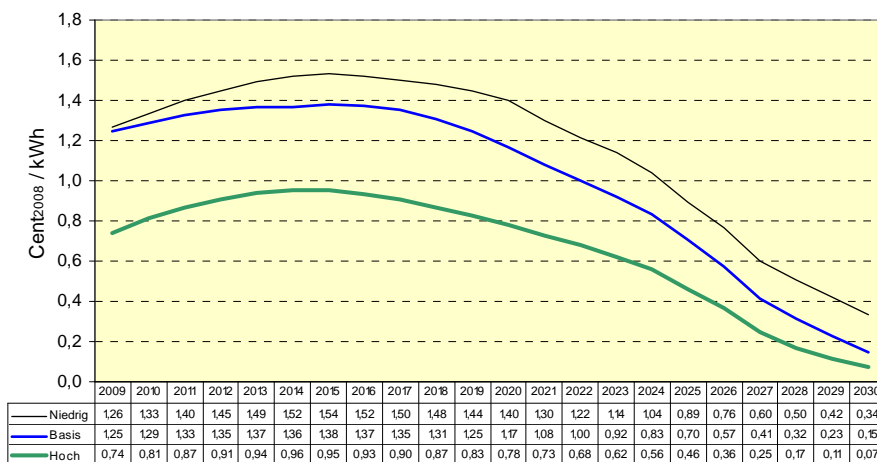


Abbildung 4-8: Entwicklung der EEG-Umlage beim *Leitszenario 2008* für verschiedene Preispfade

Für Stromkunden bedeutet dies für die nächsten 8 Jahre noch einen weiteren, aber nur noch geringen Anstieg des EEG-Anteils an den Stromkosten, wobei klar zu erkennen ist, dass der größte Teil des Anstiegs bereits zurück liegt. Die durch das EEG erfolgreich eingeleitete massive Einführung erneuerbarer Energien im Strombereich erreicht damit auch für die Stromabnehmer in wenigen Jahren den Kostenzenit auf einem Niveau, dass verglichen mit anderen Preisbestandteilen bezogen auf die Wirkung vergleichsweise niedrig ist.

Die individuellen EEG-Mehrbelastungen sind naturgemäß stark vom Stromverbrauch abhängig und variieren daher stark. Je höher der Stromverbrauch, umso größer selbstverständlich auch die Mehrkosten durch das EEG. Zur Verdeutlichung sind in Tabelle 4-2 einige ausgewählte Beispiele berechnet. Während 2007 der EEG-Anteil am Strompreis einer kWh bei Haushalten und Kleingewerbe rund 5% beträgt, sind es bei Industrieabnehmern etwa 8 bis 11%, weil hier die Umsatzsteuer nicht Bestandteil des Strompreises ist. Bei privilegierten Unternehmen beträgt der Anteil unter 1%.

Tabelle 4-2: EEG-Umlage für ausgewählte Verbrauchergruppen (*Leitszenario 2008, Preispfad Basis*)

Verbrauchertyp	Stromverbrauch p.a. [kWh]	EEG-Umlage [€ <sub>2008</sub> /a]			
		2007	2015	2020	2030
Haushalt (sparsam)	2.000	20 €	28 €	24 €	3 €
Referenzhaushalt	3.500	35 €	49 €	42 €	5 €
Haushalt (groß)	6.000	60 €	84 €	72 €	9 €
Gewerbekunde klein	20.000	200 €	280 €	240 €	30 €
Gewerbekunde groß	150.000	1.500 €	2.100 €	1.800 €	225 €
Industrie (nicht privilegiert)	3.000.000	30.000 €	42.000 €	36.000 €	4.500 €
Industrie (nicht privilegiert)	20.000.000	200.000 €	280.000 €	240.000 €	30.000 €
Industrie (privilegiert)	20.000.000	30.000 €	38.000 €	34.000 €	13.000 €
Industrie (privilegiert)	3.500.000.000	1.750.000 €	1.750.000 €	1.750.000 €	1.750.000 €

### **Privilegierung stromintensiver Unternehmen (Besondere Ausgleichsregelung)**

Durch eine Änderung des EEG 2000 wurde 2003 mit der so genannten „Besonderen Ausgleichsregelung“ nach § 11a eine spezielle Begünstigung von besonders energieintensiven Unternehmen des produzierenden Gewerbes eingeführt, die im (internationalen) Wettbewerb durch hohe Stromkosten besonders benachteiligt wären<sup>30</sup>. Später kamen noch Schienenbahnen hinzu.

Privilegiert wurden zunächst nur Unternehmen, die einen Stromverbrauch über 100 GWh (100 Mio. kWh) an einer Abnahmestelle hatten und deren Stromkosten über 20% der Bruttowertschöpfung lagen. Die EEG-Umlage für diese Unternehmen wurde auf 0,05 Cent/kWh begrenzt. Mit dem EEG 2004 wurde diese Regelung im neuen § 16 auf weitere Unternehmen ausgedehnt, in dem die Schwellwerte auf 10 GWh und 15% am Bruttostromverbrauch gesenkt wurden. Zusätzlich wurden Schienenbahnen als berechtigt aufgenommen. Unternehmen mit weniger als 100 GWh und 20% Anteil am der Bruttowertschöpfung hatten einen 10%igen vollen Anteil der EEG-Umlage zu tragen. Zielgröße für die reduzierte EEG-Umlage waren weiterhin 0,05 Cent/kWh.

Jedoch konnte diese nur eingehalten werden, so lange die dadurch entstehenden zusätzlichen Belastungen für die nicht begünstigten Stromabnehmer 10% nicht überstiegen (10%-Deckel). Nachdem durch die Ausweitung der antragsberechtigten Unternehmen im EEG 2004 es bereits 2005 zu einer Überschreitung der Zielgröße von 0,05 Cent/kWh kam (erreicht wurden rund 0,1 Cent/kWh), wurde im Jahr 2006 der 10%-Deckel rückwirkend zum 1.1.2006 gestrichen. Dadurch stieg die EEG-Umlage für die nicht begünstigten Stromabnehmer 2007 statt um 10% nun um 17%. Im EEG 2009 wurde diese Regelung unverändert in die §§ 41/42 übernommen.

Für die privilegierten Unternehmen hat die im Kasten erläuterte Ausnahmeregelung zur Folge, dass der gedeckelte Wert von 0,05 Cent/kWh für diese Unternehmen eine erhebliche Verminderung der EEG-Zusatzkosten ggü. den nicht privilegierten Unternehmen bedeutet. So hat ein Unternehmen mit mehr als 15% Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung bei einem Stromverbrauch von 20 Mio. kWh (GWh) im Jahr 2007 statt 200.000 € nur 30.000 € EEG-Umlage zu tragen (volle EEG-Umlage für 10% der Strommenge als Selbstbeteiligung). Ein Unternehmen mit besonders hohem Stromverbrauch (z.B. Grundstoffproduktionen, wie Aluminiumhütten) mit z.B. 3.500 Mio. kWh/a muss statt 35 Mio. € nur noch 1,75 Mio. € EEG-Umlage tragen (ohne 10%ige Selbstbeteiligung, da Abnahmemenge größer als 100 GWh). Die von den stromintensiven Unternehmen bzw. Schienenbahnen eingesparten Kosten sind von den nicht begünstigten Stromabnehmern aufzubringen.

<sup>30</sup> Vergleichbare Entlastungsregelungen gibt es auch im Stromsteuergesetz, Kraft-Wärmekopplungsgesetz und bei der Konzessionsabgabeverordnung.

#### 4.4 Abbau von durch das EEG erbrachten Vorleistungen

Durch die steigenden Großhandelspreise auf der einen und degressiv abnehmende Vergütungssätze auf der anderen Seite scheiden – auch bei Einberechnung von Zusatzkosten für die Vermarktung - sukzessive Anlagen aus dem EEG-Vergütungssystem aus, da am Markt höhere Preise erzielt werden können, als über das EEG (vgl. auch Kapitel 4.1). Da für die ausgeschiedenen Anlagen keine EEG-Vergütungen mehr anfallen, kann die im weiteren Betrieb eingesparte Differenz zwischen Marktpreisen und EEG-Vergütungen in einer theoretischen, der klassischen Investitionskostenrechnung angelehnten Betrachtung als Gewinn für das EEG angesehen werden. Dies führt dann zum Abbau der erbrachten Vorleistungen.

Abbildung 4-9 zeigt den Verlauf der Differenzkosten saldiert und unsaldiert. Die unsaldierte blaue Kurve entspricht den EEG-Differenzkosten der Hauptvariante nach Preispfad A in Abbildung 4-6. Die gestrichelte Kurve zeigt den Verlauf der Differenzkosten, wenn die nach oben erläuterte Methodik ermittelte Differenz zwischen EEG-Vergütungen und Markterlösen der aus dem EEG ausgeschiedenen Anlagen gutgeschrieben werden. Ab dem Jahr 2016 ist mit nennenswerten Strommengen aus ausgeschiedenen Anlagen zu rechnen (vgl. auch Abbildung 4-3), womit ab dann auch die Höhe der Gutschriften schnell wächst.

Die kumulierten EEG-Differenzkosten im Strompreispfad *Basis* betragen ohne Gutschrift für den Zeitraum 2000 – 2030 rund 114 Mrd. €<sub>2008</sub>. Werden die am Strommarkt erzielten Erlöse saldiert, liegen die kumulierten EEG-Differenzkosten bei rund 54 Mrd. €<sub>2008</sub>, d.h. die vom EEG erbrachten Vorleistungen zum Aufbau einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden rund zur Hälfte wieder „zurückgewonnen“. Es wird damit gezeigt, dass nach 2030 diese Art von „Rückzahlung“ die Vorleistungen in wenigen Jahren auf Null zurückführt.

Deutlich anders sieht der Vergleich der Kurven beim volkswirtschaftlich orientierten Preispfad *Hoch* aus, denn hier führt die Internalisierung von 70 €/t CO<sub>2</sub> externer Kosten über den gesamten Betrachtungszeitraum dazu, dass bereits die unsaldierten Differenzkosten deutlich niedriger liegen als bei Preispfad *Basis*. Ein großer Teil der EEG-Stromerzeugung ist bereits 2009 aus der EEG-Vergütung ausgeschieden und könnte schon am Markt Erlöse erzielen, wie der saldierte Kurvenverlauf deutlich macht. Bereits im Jahr 2026 wären die – hierbei auch niedrigeren – Vorleistungen des EEG seit 2000 auf Null zurückgeführt und bis 2030 würde ein volkswirtschaftlicher Nutzung von rund 48 Mrd. €<sub>2008</sub> entstanden sein.

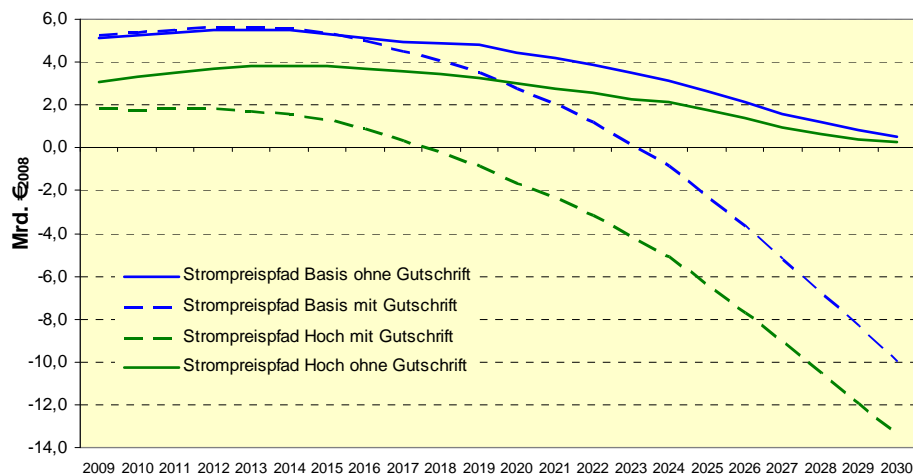


Abbildung 4-9: Entwicklung der EEG-Differenzkosten mit und ohne Gutschrift der Erlöse nach Ausscheiden aus der EEG-Vergütung

## 4.5 Vergleich mit früheren Untersuchungen

Zur Einordnung der Aussagen in dieser Untersuchung erfolgt an dieser Stelle eine kurze Rückschau auf die Vorgängeruntersuchung „Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020 – Vergütungszahlungen und Differenzkosten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz“ [Nitsch et al. 2005] und die Berechnungen im Kontext der EEG-Neufassung [Wenzel 2007a]. In der erst genannten Studie wurden auf Basis des damals relevanten EEG 2004 und Ausbauszenarien die künftig zu erwartenden EEG-Vergütungszahlungen, Differenzkosten und EEG-Umlage bestimmt. Die Berechnungen im Kontext der EEG-Neufassung 2007/2008 basierten auf den Ausbauszenarien der Leitstudie 2007, ansonsten auf den unveränderten methodischen Annahmen in [Nitsch et al. 2005].

Die vergangenen drei Jahre haben gezeigt, dass die erwartete Entwicklung sowohl beim Ausbau der erneuerbaren Energien als auch bei der Stromgroßhandelspreisentwicklung unterschätzt wurde. Tabelle 4-3 zeigt, dass 2006 und 2007 die tatsächliche EEG-Stromerzeugung deutlich über den Erwartungen lag. Folglich lagen auch die tatsächlichen EEG-Differenzkosten über den erwarteten 2,6 – 2,7 Mrd. € für 2006/2007. Tatsächlich waren es im Jahr 2006 rund 3 Mrd. € und 2007 schon 4,3 Mrd. €. Die 2007 bereits erreichte EEG-Stromerzeugung sollte nach [Nitsch et al. 2005] aber erst drei Jahre später in 2010 erreicht werden. Die korrespondierenden EEG-Differenzkosten sollten mit 3,5 Mrd. €<sub>2005</sub> auch niedriger ausfallen. Die Analyse zeigt, dass die Abweichung zu den Ist-Differenzkosten vor allem durch die Biomasse verursacht wird, weil der Anstieg der Biomassevergütung (speziell Biogas) unterschätzt wurde. Dazu kommt, dass das früher erfolgte Wachstum allgemein mit hö-

heren Vergütungssätzen einhergeht, da die Degression der Vergütungssätze für die Jahre nach 2007 noch nicht wirksam geworden ist.

**Tabelle 4-3: Vergleich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energie und Stromgroßhandelspreise nach verschiedenen Szenarien und tatsächlicher Entwicklung.**

	Stromerzeugung aus EE-Anlagen [TWh]			Strom-Großhandelspreis [Cent/kWh]		
	Ist –Werte nach BMU 2008	Nitsch et al. 2005	Diese Studie (Basis <i>Leitszenario 2008</i> ) <sup>31</sup>	Durchschnittliche Kosten für die Strombeschaffung über Strombörse	Nitsch et al. 2005 „Hauptvariante Börsenpreis“	Diese Studie
2006	72,1	67,3 - 67,5		4,4	4,3	
2007	87,5	71,5 - 72,0		5,0	4,3	
2010	-	85,2 - 87,8	105,1	-	4,4	6,7 – 11,2
2015	-	112,1 - 126,0	136,1	-	4,7	7,3 – 11,6
2020	-	151,4 - 177,4	178,1	-	4,9	7,9 – 11,8
2030	-	-	282,1	-	-	8,9 – 12,5

Quellen: BMU 2008, 16; Nitsch et al. 2005, 66f.; Wenzel 2008, 11

Das bedeutet: Der Anstieg der zukünftigen EEG-Kosten erfolgt früher und absolut auch etwas höher, als in früheren Untersuchungen angenommen. Dass erwartete Kostenmaximum lag bei [Nitsch et al. 2005, 52] bei etwa 4,5 Mrd. €<sub>2008</sub>, bei den Berechnungen im Kontext des EEG-Erfahrungsberichts bei etwas über 6 Mrd. €<sub>2007</sub> [Wenzel 2007a, 41] und in dieser Untersuchung bei 5,5 Mrd. €<sub>2008</sub> im Strompreispfad *Basis*. Der den früheren Untersuchungen etwas näher kommende Strompreispfad *Niedrig* führt zu einem Kostenmaximum von 6,1 Mrd. €<sub>2008</sub> in 2015. Dies zeigt auch die große Abhängigkeit der erwarteten EEG-Kosten von den gewählten Annahmen bei erwartetem Zuwachs der Stromerzeugung als auch der Entwicklung bei den anzulegenden Strompreisen im Großhandel. Die Wirklichkeit wird daher immer mehr oder weniger von den hier verwendeten Szenarien abweichen.

<sup>31</sup> Ohne EE-Stromimporte, wie in *Leitszenario 2008* unterstellt.

# 5 Einordnung in den gesamtwirtschaftlichen Kontext

## 5.1 Vorbemerkung

Die in den vorangegangenen Kapiteln vorgestellten Ergebnisse stellen primär die direkten Kosten des EEG dar, wie sie für die Stromvertriebe bzw. Stromkunden von Bedeutung sind. Indirekt entstehen durch das EEG noch weitere Kosten, z.B. höhere Netzentgelte durch EEG-bedingten Netzausbau oder wegen der Aufwendungen der Übertragungsnetzbetreiber für Ausgleichs- und Regelenergie für den Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung von Windstrom. Erste Untersuchungen zu diesen und weiteren indirekten Kosten liegen bereits vor [Wenzel 2007a, Diekmann et al. 2008, Erdmann 2008, BNetzA 2008]. Die Schätzungen bewegen sich im Bereich von 150 Mio. bis 1 Mrd. €

Gesamtwirtschaftlich gesehen greift eine isolierte Kostenanalyse des EEG aber zu kurz, nicht nur, weil indirekte Kosten vernachlässigt werden, sondern weil auch die vom Gesetzgeber gewollten positiven Nutzeneffekte ausgeblendet bleiben. Diese beabsichtigten Effekte betreffen nach § 1 EEG:

- den Klima- und Umweltschutz,
- den Aufbau einer nachhaltigen Energieversorgung,
- die Verringerung externer Kosten der Energieversorgung,
- die Einsparung fossiler Energieträger und
- die Weiterentwicklung von Erzeugungstechnologien aus erneuerbaren Energien.

Eine vertiefte gesamtwirtschaftliche Analyse ist jedoch *nicht* Gegenstand dieser Untersuchung, so dass die oben genannten indirekten Kostengrößen hier nicht berücksichtigt werden. Eine detaillierte Ermittlung der indirekten Kosten und Nutzeneffekte steht aber im Mittelpunkt eines Ende 2008 begonnenen Forschungsvorhabens für das Bundesumweltministerium, welches auf die Ergebnisse eines früheren Forschungsprojektes [Diekmann et al. 2008] aufbaut.

Im Folgenden werden drei ausgewählte Nutzeneffekte betrachtet, deren perspektivische Entwicklung im Betrachtungszeitraum bis 2030 direkt mit den Grundannahmen dieser Studie zu den Ausbaupfaden und der Entwicklung der Brennstoffpreispfade verbunden sind.

So lassen sich aus der EEG-Stromerzeugungsmenge mit Hilfe von Emissionsfaktoren der substituierten fossilen Energieträger die künftig dadurch vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen abschätzen. Bewertet man diese vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen mit einem Preis für die externen

Kosten, erhält man die insgesamt vermiedenen externen Kosten. Da die vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen auf die substituierte fossile Brennstoffmenge zurückgeht, kann auch der Gesamtwert der Brennstoffe mit Hilfe der vorhandenen Brennstoffpreispfade ermittelt werden. Als Ergebnis liegen dann drei Zeitreihen vor, die mit den EEG-Kostenberechnungen korrespondieren.

## 5.2 Vermiedene CO<sub>2</sub>-Emissionen durch EEG-induzierte Stromerzeugung

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ersetzt Stromerzeugung aus Kraftwerken, die mit fossilen Energieträgern wie Braunkohle, Steinkohle und Erdgas befeuert werden. In welchem Umfang die einzelnen Sparten der erneuerbaren Energien die verschiedenen fossilen Energieträger ersetzen, wurde von [Klobasa & Ragwitz 2005] untersucht und ist u. a. Grundlage für die Berechnung der vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen in [BMU 2008].

Die wachsende Stromerzeugung aus EE in Zukunft trägt auch zu sinkenden CO<sub>2</sub>-Emissionen bei. So steigt auf Basis des *Leitszenario 2008* der CO<sub>2</sub>-Vermeidungsbeitrag der durch das EEG induzierten Stromerzeugung<sup>32</sup> von heute 79 Mio. t/a [BMU 2008, 23] auf etwa 136 Mio. t/a bis 2020 und rund 177 Mio. t/a bis zum Jahr 2030. Hierbei wurde ein Rückgang der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen im konventionellen Kraftwerkspark durch neue Kraftwerke mit höherem Wirkungsgrad und strukturelle Verschiebungen berücksichtigt.

**Tabelle 5-1: Eckdaten EEG-Strom im *Leitszenario 2008*, Preisfad Basis**

	Einheit	2007	2010	2015	2020	2030
EEG-Stromerzeugung	TWh	87,5	101	132	171	242
CO <sub>2</sub> -Vermeidung	Mio. t	79	89	110	136	177
CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten	€ <sub>2008</sub> /t CO <sub>2</sub>	92	76	59	38	4
CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten (ohne Fotovoltaik)	€ <sub>2008</sub> /t CO <sub>2</sub>	66	44	30	18	2
Vermiedene externe Kosten <sup>33</sup>	Mrd. €	5,8	4,1	4,2	4,2	3,6

Eine steigende CO<sub>2</sub>-Emissionsvermeidung in Verbindung mit mittelfristig zurückgehenden EEG-Differenzkosten führen entsprechend auch zu einem Rückgang der zusätzlichen spezifischen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten der durch das EEG induzierten Stromerzeugung. Liegen diese heute für das *Leitszenario 2008* im Strompreisfad *Basis* durchschnittlich noch bei rund

<sup>32</sup> EEG induziert bedeutet: Strommenge aus Anlagen mit EEG-Vergütungsanspruch, ohne Beitrag der traditionellen großen Wasserkraft.

<sup>33</sup> Noch nicht über die CO<sub>2</sub>-Preis internalisierte externe Kosten, d.h. die Differenz zwischen 70 €/t nach [Krewitt & Schlomann 2005] und dem unterstellten CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis im jeweiligen Jahr (Anstieg des CO<sub>2</sub>-Preises von 24 €/t (2010) auf 50 €/t (2030)).

92 €t CO<sub>2</sub>, so sinken sie bis 2020 auf rund 40 €t CO<sub>2</sub> und bis 2030 auf nur noch 4 €t CO<sub>2</sub>. Ohne Berücksichtigung der Fotovoltaik liegen die EEG-CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten erwartungsgemäß deutlich niedriger. (vgl. Abbildung 5-1)

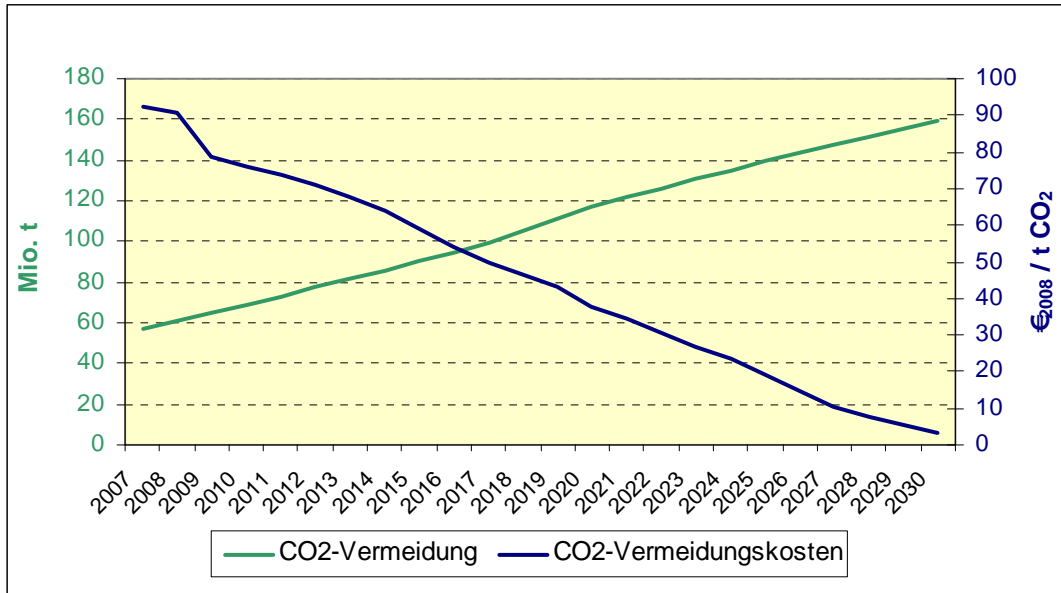


Abbildung 5-1: CO<sub>2</sub>-Emissionsvermeidung durch EEG-Strom mit Vergütungsanspruch und dessen spezifische Vermeidungskosten (*Leitszenario 2008, Strompreispfad Basis*)

Die durch EEG-Strom vermiedenen externen Kosten bewegen im sich *Leitszenario 2008* - trotz steigender EEG-Strommenge - relativ konstant auf dem Niveau von etwa 4 Mrd. €<sub>2008</sub>. Das liegt daran, dass der unterstellte Anstieg des CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreises bis 2030 auf 50 €t den Anteil der noch nicht internalisierten externen Kosten von 46 €t CO<sub>2</sub> (2010) auf 20 €t CO<sub>2</sub> (2030) absinken lässt. Als Wert für die externen Kosten werden nach [Krewitt & Schloßmann 2006, 1] 70 €t CO<sub>2</sub> angesetzt. Im Jahr 2007 lag der Zertifikatspreis nahe Null, so dass für das Jahr von keiner nennenswerten Internalisierung auszugehen ist.

In der Plus-Variante liegen die Ergebnisse etwas höher, vgl. Tabelle 1-2.

### 5.3 Eingesparte fossile Energieträger durch EEG-Stromerzeugung

Auf der gleichen Grundlage lassen sich auch die durch EE-Strom substituierten Energiemengen für Steinkohle und Erdgas berechnen. Auch hier werden die Wirkungsgradsteigerungen im fossilen Kraftwerkspart aus der LEITSTUDIE 2008 übernommen. Die fossilen Energieträger Steinkohle bzw. Erdgas werden zum ganz überwiegenden Teil importiert, wobei insbesondere bei Erdgas von einer steigenden Importabhängigkeit auszugehen ist. Der Importanteil bei Erdgas liegt derzeit bei rund 85% und bei Steinkohle über 60%. Aufgrund der garantierten Abnahmemenge deutscher Steinkohle bis 2018, kann die durch EE-Strom substituierte Steinkohle nur aus dem Import stammen, so dass hier 100% Import angesetzt werden. Braunkohle stammt auch in Zukunft zu 100% aus inländischer Gewinnung.

Die monetäre Bewertung der fossilen Energiemengen erfolgt auf Basis der beiden Preispfade für Primärenergie A und B, wie sie die LEITSTUDIE 2008 zu Grunde legt. Wie bei der Berechnung der CO<sub>2</sub>-Emissionen wird vereinfacht unterstellt, dass die prozentualen Anteile der fossilen Stromerzeugung, die durch EE-Strom ersetzt werden über die Zeit konstant bleiben, da Aussagen zu Verschiebungen bei diesen Anteilen kaum möglich sind, obwohl davon auszugehen ist, dass der sich wandelnde Kraftwerkspark auch dynamische Rückwirkungen auf die Substitutionsfaktoren haben wird.

Tabelle 5-2 zeigt, dass sich unter den genannten Annahmen die brutto vermiedenen Kosten<sup>34</sup> für den Import von Primärenergie (Steinkohle und Erdgas) von 1,3 Mrd. Euro in 2007 auf 3,3 - 4,0 Mrd. €<sub>2008</sub> bis 2020 und auf rund 8,3 bis 11,4 Mrd. €<sub>2008</sub> bis 2030 steigern. Kumuliert für den Zeitraum 2009 bis 2030 sind das zwischen 106 und 136 Mrd. €<sub>2008</sub>.

**Tabelle 5-2: Einsparung fossiler Energieträger durch EEG-Strom im Leitszenario 2008 (brutto)**

	Einheit	2007	2010	2015	2020	2030
<b>EEG-Stromerzeugung</b>	TWh	87,5	101	132	171	242
<b>Kraftwerkspark elektrische Nutzungsgrade</b>						
Steinkohle	%	39	40	40,5	41	41
Erdgas	%	45	46,5	49	51,5	56
<b>Substituierte Primärenergie (Import)</b>						
Steinkohle	PJ	374	454	618	832	1.227
Erdgas	PJ	70	93	132	170	216
<b>Importquoten<sup>35</sup></b>						
Steinkohle	%	100	100	100	100	100
Erdgas	%	85	88	94	98	99
<b>Importpreise</b>						
Steinkohle	€ <sub>2008</sub> /GJ	2,48	3,91	4,59	5,33	6,89
Erdgas	€ <sub>2008</sub> /GJ	5,47	7,82	9,17	10,67	13,79
<b>Vermiedene Importkosten gesamt</b>						
Brennstoffpreispfad A	Mrd. € <sub>2008</sub>	1,3	2,4	4,0	6,2	11,4
Brennstoffpreispfad B	Mrd. € <sub>2008</sub>	1,3	2,1	3,3	4,9	8,3

Auch wenn diese vermiedenen Importkosten aufgrund der verschiedenen Wirkungsebenen (EEG-Differenzkosten betreffen die Stromkunden, Kosten für Brennstoffimporte zunächst nur

<sup>34</sup> Eine Berücksichtigung zukünftiger Biomasseimporten ist aufgrund schwieriger Abschätzbarkeit nicht erfolgt. Für 2007 liegen in der Literatur aber Nettoangaben vor. Der Nettowert beträgt 1,0 Mrd. € [vgl. Wenzel 2008b].

<sup>35</sup> Importquote für Steinkohle 100%, da feste Abnahmeverträge für den Anteil dt. Steinkohle bis 2018 bestehen. Einsparungen können daher nur bei importierter Steinkohle erfolgen.

die Kraftwerksbetreiber) nicht gegeneinander aufgerechnet werden können, zeigt der Vergleich mit den EEG-Differenzkosten nach Kapitel 4.3.2, dass es sich gesamtwirtschaftlich betrachtet um vergleichbare Größenordnungen handelt.

Da aber steigende Brennstoffkosten über den Stromgroßhandelspreis an die Stromkunden weitergegeben werden, kommt es letztlich doch zu einer gemeinsamen Wirkungsebene. Steigende Stromgroßhandelspreise führen in Verbindung der Degression bei Vergütungssätzen ab 2016 zu rasch sinkenden EEG-Differenzkosten, bis um 2030 herum der Schnittpunkt erreicht ist, bei dem die EE-Stromerzeugung kostengünstiger sein wird als diejenige aus fossilen Energieträgern. Spätestens ab dann ist es nicht nur gesamtwirtschaftlich, sondern auch einzelwirtschaftlich vorteilhafter den Strom aus erneuerbaren Energien herzustellen.

Ein zweiter zentraler Haupteffekt neben der Kostenbetrachtung ist auch die deutlich sinkende Abhängigkeit von fossilen Energieimporten. Erneuerbare Energien stehen überwiegend nicht unter der Kontrolle anderer unsicherer Lieferländer und machen Deutschland damit weniger erpressbar. Auch wenn sich dies nicht so einfach in monetären Größen bewerten lässt, bedeutet unter den künftigen Bedingungen eine geringere Importabhängigkeit bei fossile Energieträgern eine größere Energiesicherheit.



## 6 Literatur

- BDEW 2008** EEG-Mittelfristprognose bis 2014 des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. mit Stand vom 22.4.2008.
- BMU 2007a** EEG-Erfahrungsbericht 2007. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin. November 2007
- BMU 2007b** Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin. November 2007.
- BMU 2008** Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin. Juni 2008.
- BNetzA 2008** Monitoringbericht 2008. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn 2008.
- Diekmann et al. 2008** Diekmann, J., Edler, D., Horn, M., Kemfert, C., Krewitt, W., Lehr, U., Nast, M., Nitsch, J., Klink, J., Langniß, O., Frey, G., Horst, J., Leprich, U.: Analyse und Bewertung der Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus gesamtwirtschaftlicher Sicht. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin, Stuttgart, Saarbrücken 2008.
- EEG 2004** Erneuerbare Energien Gesetz in der Fassung vom 21.07.2004 (BGBl. I S. 1918), zuletzt geändert am 7.11.2006 (BGBl. I S. 2550)
- EEG 2009a** Erneuerbare Energien Gesetz in der Fassung vom 31.10.2008 (BGBl. I S. 2074).
- EEG 2009b** Gesetzesbegründung zum EEG 2009. Berlin 2008.
- Erdmann 2008** Erdmann, G.: Indirekte Kosten der EEG-Förderung. Kurzstudie im Auftrag der Wirtschaftsvereinigung Metalle. Berlin 2008.
- Horn & Diekmann 2007** Horn, M., Diekmann, J.: Rahmendaten für Politiksznarien V. Präsentation bei Kick-off Meeting, UBA Dessau, 7.12.2007.
- Klobasa & Ragwitz** Klobasa, M., Ragwitz, M.: Gutachten zur CO<sub>2</sub>-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien. Karlsruhe 2005.
- Krewitt & Schlomann 2006** Krewitt, W., Schlomann, B.: Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart 2006.

- Krewitt et al. 2005** Krewitt, W., Nast, M., Nitsch, J.: Energiewirtschaftliche Perspektiven der Photovoltaik. DLR-Statusbericht. Stuttgart 2005.
- Nitsch 2007** Nitsch, J.: Leitstudie 2007 – Aktualisierung und Neubewertung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien bis 2020 und 2030 mit Ausblick 2050. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart 2007
- Nitsch 2008** Nitsch, J.: Leitstudie 2008: Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart 2008
- Nitsch et al. 2005** Nitsch, J., Staiß, F., Wenzel, B., Fishedick, M.: Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020 – Vergütungszahlungen und Differenzkosten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart, Wuppertal 2005.
- RECCS 2007** Fishedick, M., Nitsch, J., Viebahn, P. u. a.: Strukturell-ökonomischer Vergleich regenerativer Energietechnologien mit Carbon Capture and Storage-Technologien (CCS). Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Wuppertal, Stuttgart, Potsdam 2007.
- Schlesinger et al. 2007** Schlesinger, M., Lindenberger, D., Hofer, P.; Rits, V., Wissen, R., Bartels, M.: Energieszenarien für den Energiegipfel 2007. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Köln, Basel 2007.
- Scholwin et al. 2007** Monitoring zur Wirkung des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Endbericht. Leipzig 2007.
- Scholwin et al. 2008** Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Stromerzeugung aus Biomasse. Endbericht. Leipzig, Stuttgart, Jena, Berlin, März 2008.
- Staiß et al. 2007** Staiß, F., Schmidt, M., Musiol, F. u. a.: Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 20 EEG. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart 2007.
- UBA 2007** Klimaschutz in Deutschland: 40% CO<sub>2</sub>-Senkung bis 2020 gegenüber 1990. Untersuchung des Umweltbundesamtes. Dessau 2007.
- Voß 2008** Voß, M.: Auswirkungen einer vollständigen Versteigerung von CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikaten auf die Strompreise und den deutschen Kraftwerkspark. In Energiewirtschaftliche Tagesfragen 4/2008, S. 74-77.
- Wenzel 2007a** Wenzel, B.: Ökonomische Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Teltow 2007.

**Wenzel 2008** Wenzel, B.: Beschaffungsmehrkosten von Elektrizitätsversorgungs-Unternehmen durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz im Jahr 2007. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Teltow 2008.

**Wenzel 2008b** Wenzel, B.: Vermiedene Energieimporte und externe Kosten durch die Nutzung erneuerbarer Energien 2007. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Teltow 2008.

**Windguard 2008** Rehfeld, K., Wallasch, J.: Aktualisierung des Szenarios „steigende Nabenhöhen“ aus dem Kurzgutachten zum Ausbau der Windenergienutzung bis 2020. Juni 2008.



# 7 Anhang

Tabelle 7-1: Preisfad A für Brennstoffe und CO<sub>2</sub>

Preisfad A: Deutlich eigene Berechnungen											10.4.08
Importpreise für Primärenergieträger (ohne CO <sub>2</sub> -Aufschlag)											
<b>REAL 2005</b>	<b>2005</b>	2006	2007		2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Rohöl Importpreis in \$2005/b	52,50	62,93	71,22		78,0	86,0	94,0	101,0	108,0	120,0	129,0
Rohöl Importpreis in € <sub>2005</sub> /GJ	7,51	8,63	9,19		9,79	11,19	12,70	14,19	15,67	18,17	19,70
Rohöl Importpreis in € <sub>2005</sub> /t	314,6	361,5	384,9		409,7	468,4	531,7	594,1	656,0	760,6	824,8
Erdgas Importpreis in € <sub>2005</sub> /GJ	4,66	6,04	6,80		7,83	9,17	10,67	12,20	13,79	16,53	18,52
Erdgas Importpreis in cts <sub>2005</sub> /kWh	1,68	2,18	2,45		2,82	3,30	3,84	4,39	4,96	5,95	6,67
Steinkohle Importpreis in € <sub>2005</sub> /GJ	2,10	2,07	2,48		3,91	4,59	5,33	6,10	6,89	8,54	9,85
Steinkohle Importpreis in € <sub>2005</sub> /t	61,7	60,7	72,7		114,7	134,4	156,3	178,8	202,1	250,2	288,7
Braunkohle in € <sub>2005</sub> /GJ	1,05	1,05	1,10		1,12	1,20	1,25	1,30	1,37	1,50	1,65
<b>NOMINAL</b>	<b>2005</b>	2006	2007		2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Rohöl in \$/b	52,50	64,00	74,00		86,00	104,70	126,40	149,90	177,00	239,80	314,20
Rohöl Importpreis in €/GJ	7,51	8,78	9,56		10,79	13,63	17,07	21,06	25,68	36,26	47,93
Rohöl Importpreis in €/t	314,6	367,6	400,1		451,7	570,5	714,6	881,6	1075,2	1518,2	2006,7
Erdgas Importpreis in €/GJ	4,66	6,15	7,07		8,63	11,17	14,34	18,11	22,60	33,00	45,05
Erdgas Importpreis in cts/kWh	1,68	2,21	2,55		3,11	4,02	5,16	6,52	8,14	11,88	16,22
Steinkohle Importpreis in €/GJ	2,10	2,11	2,58		4,32	5,59	7,17	9,05	11,30	17,04	23,97
Steinkohle Importpreis in €/t	61,7	61,8	75,6		126,5	163,7	210,1	265,4	331,2	499,5	702,4
Wechselkurs €/ \$	1,23	1,28	1,36		1,40	1,35	1,30	1,25	1,21	1,16	1,15
NOMINAL/REAL für \$	1,000	1,017	1,039		1,103	1,217	1,345	1,484	1,639	1,998	2,436
NOMINAL/REAL für EURO	1,000	1,017	1,039		1,103	1,218	1,344	1,484	1,639	1,996	2,433
<b>CO<sub>2</sub> - Aufschläge €t</b>		t CO <sub>2</sub> /GJ	kg CO <sub>2</sub> /kWh		<b>24,0</b>	<b>32,0</b>	<b>39,0</b>	<b>45,0</b>	<b>50,0</b>	<b>60,0</b>	<b>70,0</b>
Steinkohle, €/GJ		0,0920	0,331		2,208	2,944	3,588	4,140	4,600	5,520	6,440
Erdgas, €/GJ		0,0562	0,202		1,349	1,798	2,192	2,529	2,810	3,372	3,934
Braunkohle, €/GJ		0,1112	0,400		2,669	3,558	4,337	5,004	5,560	6,672	7,784
Mineralöl, €/GJ		0,0745	0,268		1,788	2,384	2,906	3,353	3,725	4,470	5,215
<b>Importpreise einschl. CO<sub>2</sub>-Aufschlag</b>											
<b>REAL 2005</b>	<b>2005</b>	2006	2007		2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Rohöl Importpreis in € <sub>2005</sub> /GJ	7,51	8,63	9,19		11,57	14,13	16,29	18,33	20,27	23,69	26,14
Erdgas Importpreis in € <sub>2005</sub> /GJ	4,66	6,04	6,80		9,18	10,97	12,86	14,73	16,60	19,90	22,45
Steinkohle Importpreis in € <sub>2005</sub> /GJ	2,10	2,07	2,48		6,12	7,53	8,92	10,24	11,49	14,06	16,29
Braunkohle (KW), € <sub>2005</sub> /GJ	1,05	1,05	1,10		3,79	4,76	5,59	6,30	6,93	8,17	9,43

Tabelle 7-2: Preisfad B für Brennstoffe und CO<sub>2</sub>

Preisfad B: Mäßig											10.4.08
eigene Berechnungen											
Importpreise für Primärenergieträger (ohne CO <sub>2</sub> -Aufschlag)											
<b>REAL 2005</b>	<b>2005</b>	2006	2007		2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Rohöl Importpreis in \$2005/b	52,50	62,93	71,22		69,0	73,5	78,0	82,0	86,0	93,0	99,0
Rohöl Importpreis in € <sub>2005</sub> /GJ	7,51	8,63	9,19		8,66	9,56	10,54	11,52	12,49	14,08	15,12
Rohöl Importpreis in € <sub>2005</sub> /t	314,6	361,5	384,9		362,4	400,3	441,2	482,4	523,0	589,5	633,0
Erdgas Importpreis in € <sub>2005</sub> /GJ	4,66	6,04	6,80		6,92	7,65	8,43	9,22	9,99	11,26	12,10
Erdgas Importpreis in cts <sub>2005</sub> /kWh	1,68	2,18	2,45		2,49	2,75	3,03	3,32	3,60	4,06	4,35
Steinkohle Importpreis in € <sub>2005</sub> /GJ	2,10	2,07	2,48		3,46	3,82	4,22	4,61	5,00	5,63	6,05
Steinkohle Importpreis in € <sub>2005</sub> /t	61,7	60,7	72,7		101,5	112,1	123,5	135,1	146,4	165,1	177,2
Braunkohle in €2005/GJ	1,05	1,05	1,10		1,12	1,17	1,22	1,27	1,32	1,41	1,50
<b>NOMINAL</b>	<b>2005</b>	2006	2007		2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Rohöl in \$/b	52,50	64,00	74,00		76,10	89,50	104,90	121,70	141,00	185,80	241,10
Rohöl Importpreis in €/GJ	7,51	8,78	9,56		9,54	11,65	14,16	17,10	20,47	28,10	36,78
Rohöl Importpreis in €/t	314,6	367,6	400,1		399,5	487,6	593,0	715,9	857,2	1176,6	1540,1
Erdgas Importpreis in €/GJ	4,66	6,15	7,07		7,63	9,32	11,33	13,68	16,38	22,48	29,43
Erdgas Importpreis in cts/kWh	1,68	2,21	2,55		2,75	3,35	4,08	4,92	5,90	8,09	10,59
Steinkohle Importpreis in €/GJ	2,10	2,11	2,58		3,82	4,66	5,67	6,84	8,19	11,24	14,71
Steinkohle Importpreis in €/t	61,7	61,8	75,6		111,9	136,5	166,0	200,4	240,0	329,5	431,2
Wechselkurs €/ \$	1,23	1,28	1,36		1,40	1,35	1,30	1,25	1,21	1,16	1,15
NOMINAL/REAL für \$	1,000	1,017	1,039		1,103	1,218	1,345	1,484	1,640	1,998	2,435
NOMINAL/REAL für EURO	1,000	1,017	1,039		1,103	1,218	1,344	1,484	1,639	1,996	2,433
<b>CO<sub>2</sub> - Aufschläge €/t</b>		t CO <sub>2</sub> /GJ	kg CO <sub>2</sub> /kWh		20,0	25,0	30,0	33,0	35,0	40,0	45,0
Steinkohle, €/GJ		0,0920	0,331		1,840	2,300	2,760	3,036	3,220	3,680	4,140
Erdgas, €/GJ		0,0562	0,202		1,124	1,405	1,686	1,855	1,967	2,248	2,529
Braunkohle, €/GJ		0,1112	0,400		2,224	2,780	3,336	3,670	3,892	4,448	5,004
Mineralöl, €/GJ		0,0745	0,268		1,490	1,863	2,235	2,459	2,608	2,980	3,353
<b>Importpreise einschl. CO<sub>2</sub>-Aufschlag</b>											
<b>REAL 2005</b>	<b>2005</b>	2006	2007		2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Rohöl Importpreis in € <sub>2005</sub> /GJ	7,51	8,63	9,19		10,15	11,86	13,30	14,56	15,71	17,76	19,26
Erdgas Importpreis in € <sub>2005</sub> /GJ	4,66	6,04	6,80		8,05	9,05	10,12	11,07	11,96	13,51	14,62
Steinkohle Importpreis in € <sub>2005</sub> /GJ	2,10	2,07	2,48		5,30	6,12	6,98	7,64	8,22	9,31	10,19
Braunkohle (KW), € <sub>2005</sub> /GJ	1,05	1,05	1,10		3,34	3,95	4,56	4,94	5,21	5,86	6,50

Tabelle 7-3: Stromerzeugungskosten fossiler Kraftwerke nach Preisfad A der LEITSTUDIE 2008

Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke, ct/kWh (EUR 2005)												
Preisfad A: Deutlich										Zinssatz Abschr.		
										6 %/a	25 a	
		Zeitpunkt Inbetriebnahme										
		2005	2007	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>mit CO2 - Aufschlag</b>												
<b>h/a</b>	<b>7000</b>											
- Erdgas-KW, GuD		4,26	5,49	6,93	7,95	8,95	9,99	11,02	11,90	12,77	13,52	14,26
- SK-KW, Dampf		3,68	3,90	6,68	7,59	8,40	9,19	9,98	10,75	11,51	12,28	13,05
- SK- IGCC		-	4,52	7,25	8,04	8,73	9,44	10,14	10,78	11,41	12,15	12,89
- Braunkohle - Dampf		2,99	2,99	5,12	5,80	6,35	6,82	7,29	7,70	8,11	8,60	9,08
<b>h/a</b>	<b>5000</b>											
- Erdgas-KW, GuD		4,53	5,74	7,18	8,19	9,18	10,21	11,24	12,12	13,00	13,74	14,48
- SK-KW, Dampf		4,27	4,47	7,26	8,15	8,94	9,72	10,50	11,27	12,03	12,80	13,56
- SK- IGCC		-	5,36	8,09	8,83	9,46	10,14	10,81	11,42	12,03	12,77	13,51
- Braunkohle - Dampf		3,62	3,62	5,76	6,41	6,95	7,41	7,87	8,28	8,68	9,17	9,65
<b>ohne CO2-Aufschlag</b>												
<b>h/a</b>	<b>7000</b>											
- Erdgas-KW, GuD		4,26	5,49	6,12	6,86	7,63	8,50	9,36	10,09	10,82	11,40	11,97
- SK-KW, Dampf		3,68	3,90	4,98	5,38	5,77	6,24	6,70	7,20	7,69	8,15	8,61
- SK- IGCC		-	4,52	5,58	5,88	6,15	6,55	6,95	7,34	7,73	8,18	8,62
- Braunkohle - Dampf		2,97	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99	3,03	3,06	3,12	3,17
<b>h/a</b>	<b>5000</b>											
- Erdgas-KW, GuD		4,53	5,74	6,37	7,09	7,86	8,73	9,59	10,32	11,05	11,62	12,19
- SK-KW, Dampf		4,27	4,47	5,56	5,95	6,31	6,76	7,21	7,71	8,20	8,66	9,12
- SK- IGCC		-	5,36	6,42	6,66	6,88	7,25	7,62	7,99	8,35	8,80	9,24
- Braunkohle - Dampf		3,62	3,62	3,62	3,60	3,56	3,57	3,57	3,60	3,63	3,69	3,74
<b>Invest. kosten (EUR/kW)</b>												
- Erdgas-KW, GuD		465	435	435	415	400	400	400	400	400	400	400
- SK-KW, Dampf		1030	1000	1000	975	950	925	900	900	900	900	900
- SK- IGCC		-	1500	1500	1400	1300	1250	1200	1150	1100	1100	1100
- Braunkohle - Dampf		1200	1175	1175	1130	1100	1080	1060	1050	1050	1050	1050
<b>Wirkungsgrade (%)</b>												
- Erdgas-KW, GuD		58,0	59,0	59,0	59,5	60,0	60,5	61,0	61,5	62,0	62,0	62,0
- SK-KW, Dampf		46,0	47,0	47,0	48,0	49,0	49,5	50,5	51,0	52,0	52,0	52,0
- SK- IGCC		-	48,0	48,0	49,0	50,0	51,0	52,0	53,0	54,0	54,0	54,0
- Braunkohle - Dampf		44,0	45,0	45,0	45,5	46,0	46,0	46,5	47,0	47,5	47,5	47,5
<b>CO2-Emissionen (g/kWh el)</b>												
- Erdgas-KW, GuD		348	342	342	339	337	334	331	328	326	326	326
- SK-KW, Dampf		735	719	719	704	690	683	669	663	650	650	650
- SK- IGCC		-	704	704	690	676	663	650	638	626	626	626
- Braunkohle - Dampf		920	900	900	890	880	880	871	862	853	853	853
<b>Emissionsfaktoren (g/kWh th):</b>												
Braunkohle		405										
Steinkohle		338										
Erdgas		202										

KW-Kost; 12.4.08

Tabelle 7-4: Stromerzeugungskosten neuer Kraftwerke Preisfad B der LEITSTUDIE 2008

Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke, ct/kWh (EUR 2005)												
Preisfad B: Mäßig								Zinssatz	6 %/a			
								Abschr.	25 a			
		Zeitpunkt Inbetriebnahme										
		2005	2007	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>mit CO2 - Aufschlag</b>												
<b>h/a</b>	<b>7000</b>											
- Erdgas-KW, GuD		4,26	5,49	6,24	6,79	7,30	7,79	8,28	8,67	9,06	9,39	9,71
- SK-KW, Dampf		3,68	3,90	6,05	6,55	6,98	7,32	7,65	7,94	8,22	8,53	8,84
- SK- IGCC		-	4,52	6,62	7,02	7,33	7,60	7,87	8,06	8,25	8,55	8,84
- Braunkohle - Dampf		2,99	2,99	4,76	5,16	5,55	5,77	5,98	6,18	6,37	6,61	6,85
<b>h/a</b>	<b>5000</b>											
- Erdgas-KW, GuD		4,53	5,74	6,48	7,03	7,53	8,02	8,50	8,90	9,29	9,61	9,93
- SK-KW, Dampf		4,27	4,47	6,62	7,11	7,52	7,84	8,16	8,45	8,74	9,05	9,35
- SK- IGCC		-	5,36	7,46	7,81	8,06	8,30	8,54	9,21	9,87	9,67	9,46
- Braunkohle - Dampf		3,62	3,62	5,40	5,77	6,14	6,35	6,55	6,75	6,94	7,18	7,42
<b>ohne CO2-Aufschlag</b>												
<b>h/a</b>	<b>7000</b>											
- Erdgas-KW, GuD		4,26	5,49	5,56	5,93	6,28	6,70	7,11	7,44	7,76	8,00	8,24
- SK-KW, Dampf		3,68	3,90	4,64	4,82	4,95	5,15	5,35	5,52	5,69	5,83	5,97
- SK- IGCC		-	4,52	5,25	5,33	5,35	5,50	5,64	5,72	5,80	5,94	6,08
- Braunkohle - Dampf		2,97	2,99	2,99	2,96	2,94	2,95	2,95	2,98	3,00	3,03	3,06
<b>h/a</b>	<b>5000</b>											
- Erdgas-KW, GuD		4,53	5,74	5,81	6,17	6,51	6,93	7,34	7,66	7,98	8,23	8,47
- SK-KW, Dampf		4,27	4,47	5,22	5,38	5,49	5,68	5,86	6,03	6,20	6,35	6,49
- SK- IGCC		-	5,36	6,09	6,11	6,08	6,20	6,31	6,37	6,42	6,56	6,70
- Braunkohle - Dampf		3,62	3,62	3,62	3,58	3,54	3,53	3,52	3,55	3,57	3,60	3,63
<b>Invest. kosten (EUR/kW)</b>												
- Erdgas-KW, GuD		465	435	435	415	400	400	400	400	400	400	400
- SK-KW, Dampf		1030	1000	1000	975	950	925	900	900	900	900	900
- SK- IGCC		-	1500	1500	1400	1300	1250	1200	1150	1100	1100	1100
- Braunkohle - Dampf		1200	1175	1175	1130	1100	1080	1060	1050	1050	1050	1050
<b>Wirkungsgrade (%)</b>												
- Erdgas-KW, GuD		58,0	59,0	59,0	59,5	60,0	60,5	61,0	61,5	62,0	62,0	62,0
- SK-KW, Dampf		46,0	47,0	47,0	48,0	49,0	49,5	50,5	51,0	52,0	52,0	52,0
- SK- IGCC		-	48,0	48,0	49,0	50,0	51,0	52,0	53,0	54,0	54,0	54,0
- Braunkohle - Dampf		44,0	45,0	45,0	45,5	46,0	46,0	46,5	47,0	47,5	47,5	47,5
<b>CO2-Emissionen (g/kWh el)</b>												
- Erdgas-KW, GuD		348	342	342	339	337	334	331	328	326	326	326
- SK-KW, Dampf		735	719	719	704	690	683	669	663	650	650	650
- SK- IGCC		-	704	704	690	676	663	650	638	626	626	626
- Braunkohle - Dampf		920	900	900	890	880	880	871	862	853	853	853
<b>Emissionsfaktoren (g/kWh th):</b>												
Braunkohle			405									
Steinkohle			338									
Erdgas			202									

KW-Kost; 12.4.08



Tabelle 7-6: Ausbausszenario Plus-Variante (Variante E2 der LEITSTUDIE 2008)

		Szenario: ARES-LEIT08-EZ																															
		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 : installierte Leistungen (MW)		Szenario: ARES-LEIT08-EZ																															
(Leistungen am Jahresende)		Szenario: ARES-LEIT08-EZ																															
2000-2007 nach AGEE Stat (Juni 2008)		Szenario: ARES-LEIT08-EZ																															
Wasserkraft	4572	4604	4626	4643	4658	4681	4700	4717	4739	4776	4833	4871	4910	4951	4989	5026	5058	5079	5094	5105	5117	5123	5129	5135	5141	5147	5153	5159	5165	5171	5177		
1 - > 1 MW	4060	4090	4109	4124	4134	4150	4161	4171	4186	4215	4265	4294	4324	4353	4379	4402	4422	4434	4441	4444	4448	4453	4458	4463	4468	4473	4479	4483	4488	4493	4499		
2 - < 1 MW	512	514	517	519	524	531	539	546	554	561	568	576	586	598	611	624	635	645	653	661	669	670	672	673	674	676	677	678	679	680	681		
Wind	6114	8755	11965	14609	16631	18431	20222	22247	23667	25422	26893	28302	29757	31268	32865	34569	37779	40175	42387	45469	48950	49420	50700	52160	53530	54900	56270	57640	59010	60380	61750		
3 - Onshore	6114	8755	11965	14609	16631	18431	20222	22247	23667	25422	26893	28302	29757	31268	32865	34569	37779	40175	42387	45469	48950	49420	50700	52160	53530	54900	56270	57640	59010	60380	61750		
4 - Offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60	210	450	850	1450	2200	3100	4150	5300	6700	8250	10000	12000	13244	14488	15732	16976	18220	19464	20708	21952	23196	24440	
Photovoltaik	100	178	258	408	1018	1881	2781	3390	5180	6480	7804	9153	10526	11923	13344	14790	16252	17730	19221	20708	22166	23613	25060	26507	27954	29401	30848	32295	33742	35189	36636		
5 - Dächer, Fassaden	98	174	253	384	947	1749	2596	3655	4817	6026	7258	8512	9736	11028	12277	13607	14871	16223	17491	18741	19950	20635	21321	22006	22692	23377	24063	24749	25434	26120	26805		
6 - Freiflächen	2	36	52	134	171	332	195	275	363	454	546	641	789	894	1068	1183	1381	1507	1730	1967	2217	2361	2504	2648	2792	2936	3080	3224	3368	3511	3655		
Biomasse, gesamt	1091	1216	1359	1672	2031	2606	3255	3983	4399	4924	5500	5933	6267	6595	6926	7260	7600	7940	8280	8620	8960	9300	9640	9980	10320	10660	11000	11340	11680	12020	12360		
- davon Biogas + Bio flüssig	431	486	575	687	873	1110	1417	1723	2008	2300	2622	2933	3267	3602	3937	4272	4607	4942	5277	5612	5947	6282	6617	6952	7287	7622	7957	8292	8627	8962	9297		
7 -- Deponie-, Klärgas	174	188	202	225	241	250	264	280	293	300	306	309	304	300	296	291	286	280	274	268	262	256	250	244	238	232	226	220	214	208	202		
8 -- Biogas	256	305	367	441	579	707	978	1115	1307	1458	1613	1771	1933	2076	2211	2338	2450	2549	2627	2740	2803	2812	2822	2832	2841	2851	2860	2870	2880	2890	2900		
9 -- flüssige Biomasse	199	255	298	445	583	737	982	1178	1329	1431	1545	1658	1757	1847	1932	2012	2091	2169	2246	2322	2398	2463	2528	2594	2659	2724	2789	2855	2920	2985	3051		
- davon Bio Feststoffe	188	242	275	404	522	623	694	736	776	792	796	804	810	824	834	837	834	834	835	835	834	834	833	833	832	831	830	829	828	828			
10 -- Altholz (KW+HKW)	10	13	22	41	61	114	298	442	559	646	722	785	850	923	972	1012	1042	1062	1074	1090	1045	1046	1046	1046	1047	1047	1048	1048	1049	1049			
11 -- naturbelass. (KW+HKW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
12 -- naturbelass. (KW+HKW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
13 - davon biogener Abfall	463	465	466	541	611	675	760	856	963	1063	1163	1263	1363	1463	1563	1663	1763	1863	1963	2063	2163	2263	2363	2463	2563	2663	2763	2863	2963	3063			
14 - Geothermie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
15 - Import	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gesamt	11878	14754	18209	21333	24338	27999	31358	34688	38189	41380	44547	47656	50821	54035	57442	61650	65702	69897	74744	79205	83963	87058	90153	93247	96342	99436	102531	105626	108720	111815	114909		
Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (TWh) bis 2030.		Szenario: ARES-LEIT08-EZ																															
Wasserkraft	2494	2338	2382	2035	2100	2152	1988	2071	2127	2215	2254	2285	2315	2346	2376	2393	2408	2417	2425	2430	2435	2438	2441	2443	2445	2447	2449	2452	2455	2458	2461	2463	
1 - > 1 MW	2228	2087	2126	1820	1830	1924	1764	1839	1888	1971	2006	2031	2057	2083	2107	2118	2129	2134	2137	2139	2141	2143	2145	2148	2150	2153	2155	2158	2160	2162	2165		
2 - < 1 MW	266	251	256	215	270	228	224	232	240	244	249	254	258	263	269	274	279	284	287	291	294	295	296	297	298	299	300	301	302	303	304	305	
Wind	755	1051	1579	1868	2551	2723	3071	3950	4194	4429	4677	4917	5138	5341	5534	5835	6155	6490	6839	7099	7345	7594	7843	8092	8341	8590	8839	9088	9337	9586	9835		
3 - Onshore	755	1051	1579	1868	2551	2723	3071	3950	4194	4429	4677	4917	5138	5341	5534	5835	6155	6490	6839	7099	7345	7594	7843	8092	8341	8590	8839	9088	9337	9586	9835		
4 - Offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Photovoltaik	0,06	0,12	0,19	0,31	0,56	1,28	2,22	3,50	4,38	5,21	6,26	7,43	8,69	9,15	10,29	11,47	12,45	13,76	15,10	16,47	17,87	19,31	20,16	21,01	21,86	22,71	23,55	24,40	25,25	26,10	26,95	27,80	
5 - Dächer, Fassaden	0,06	0,12	0,19	0,31	0,56	1,28	2,22	3,50	4,38	5,21	6,26	7,43	8,69	9,15	10,29	11,47	12,45	13,76	15,10	16,47	17,87	19,31	20,16	21,01	21,86	22,71	23,55	24,40	25,25	26,10	26,95	27,80	
6 - Freiflächen	0,00	0,00	0,00	0,01	0,04	0,09	0,14	0,21	0,29	0,36	0,44	0,52	0,63	0,74	0,88	1,00	1,15	1,28	1,46	1,67	1,90	2,04	2,19	2,33	2,47	2,62	2,76	2,91	3,05	3,19	3,34		
Biomasse, gesamt	4,13	5,04	6,02	8,24	9,36	13,52	17,62	23,73	25,76	28,00	30,24	32,48	34,61	36,50	38,23	39,82	41,29	42,66	43,95	45,18	46,21	47,08	47,73	48,25	48,67	49,03	49,33	49,58	49,79	50,00	51,42		
- davon Biogas + Bio flüssig	1,74	2,22	2,80	3,61	3,30	5,85	7,58	11,60	12,78	14,23	15,66	17,08	18,46	19,70	20,82	21,85	22,78	23,61	24,35	25,10	25,75	26,30	26,78	27,20	27,57	27,89	28,16	28,39	28,58	28,73	28,85		
7 -- Deponie-, Klärgas	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	
8 -- Biogas	0,01	0,03	0,05	0,15	0,40	1,14	1,32	2,46	2,86	3,22	3,47	3,70	3,91	4,07	4,20	4,30	4,34	4,37	4,39	4,40	4,41	4,42	4,43	4,44	4,45	4,46	4,47	4,48	4,49	4,50	4,51	4,52	
9 -- flüssige Biomasse	0,54	0,96	1,28	2,47	3,76	4,63	6,41	7,88	9,52	10,33	11,15	11,90	12,55	13,15	13,72	14,27	14,80	15,32	15,84	16,34	16,80	17,25	17,70	18,15	18,60	19,05	19,50	19,96	20,41	20,86	21,31		
- davon Bio Feststoffe	0,51	0,91	1,18	2,24	3,37	3,92	4,46	4,93	5,04	5,17	5,35	5,45	5,54	5,66	5,75	5,79	5,80	5,80	5,81	5,82	5,82	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83		
10 -- Altholz (KW+HKW)	0,03	0,05	0,10	0,23	0,39	0,72	1,95	2,95	3,67	4,30	4,85	5,39	5,81	6,07	6,29	6,52	6,72	6,90	7,05	7,18	7,29	7,30	7,31	7,32	7,33	7,34	7,35	7,36	7,37	7,38	7,39		
11 -- naturbelass. (KW+HKW)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
12 -- naturbelass. (KW+HKW)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
13 - davon biogener Abfall	1,85	1,88	1,95	2,16	2,30	3,04	3,63</																										

Tabelle 7-7: Vermiedene Importkosten für fossile Brennstoffe durch EEG-Strom

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Brennstoff-Importpreise nach Leitstudie 2008 Pfad A</b>																								
Steinkohle €/2005 / GJ	2,48	3,00	3,50	3,91	4,05	4,18	4,32	4,45	4,59	4,74	4,89	5,03	5,18	5,33	5,48	5,64	5,79	5,95	6,10	6,26	6,42	6,57	6,73	6,89
Erdgas €/2005 / GJ	5,47	6,30	7,00	7,83	8,10	8,37	8,63	8,90	9,17	9,47	9,77	10,07	10,37	10,67	10,98	11,28	11,59	11,89	12,20	12,52	12,84	13,15	13,47	13,79
<b>Importquoten</b>																								
Steinkohle	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Erdgas	85%	86%	87%	88%	90%	91%	92%	93%	94%	95%	96%	97%	98%	98%	98%	98%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
<b>Vermiedene Importkosten</b>																								
Steinkohle Mrd. € <sub>2005</sub>	0,985	1,268	1,565	1,866	2,060	2,268	2,488	2,692	2,942	3,214	3,512	3,809	4,191	4,623	5,053	5,499	5,961	6,440	6,936	7,453	7,987	8,539	9,107	9,692
Erdgas Mrd. € <sub>2005</sub>	0,381	0,488	0,598	0,736	0,853	0,957	1,079	1,194	1,312	1,457	1,594	1,747	1,920	2,116	2,314	2,492	2,701	2,919	3,111	3,346	3,549	3,796	4,009	4,224
<b>Gesamt</b>	<b>1,37</b>	<b>1,76</b>	<b>2,16</b>	<b>2,60</b>	<b>2,91</b>	<b>3,23</b>	<b>3,57</b>	<b>3,89</b>	<b>4,25</b>	<b>4,67</b>	<b>5,11</b>	<b>5,56</b>	<b>6,11</b>	<b>6,74</b>	<b>7,37</b>	<b>7,99</b>	<b>8,66</b>	<b>9,36</b>	<b>10,05</b>	<b>10,80</b>	<b>11,54</b>	<b>12,34</b>	<b>13,12</b>	<b>13,92</b>
<b>Brennstoff-Importpreise nach Leitstudie 2008 Pfad B</b>																								
Steinkohle €/2005 / GJ	2,48	3,00	3,50	3,46	3,53	3,60	3,68	3,75	3,82	3,90	3,98	4,06	4,14	4,22	4,30	4,38	4,45	4,53	4,61	4,69	4,77	4,84	4,92	5,00
Erdgas €/2005 / GJ	5,47	6,30	6,70	6,92	7,07	7,21	7,36	7,50	7,65	7,81	7,96	8,12	8,27	8,43	8,59	8,75	8,90	9,06	9,22	9,37	9,53	9,68	9,84	9,99
<b>Importquoten</b>																								
Steinkohle	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Erdgas	85%	86%	87%	88%	90%	91%	92%	93%	94%	95%	96%	97%	98%	98%	98%	98%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
<b>Vermiedene fossile Importkosten</b>																								
Steinkohle Mrd. € <sub>2005</sub>	0,985	1,268	1,565	1,651	1,799	1,954	2,118	2,265	2,448	2,646	2,861	3,072	3,348	3,660	3,960	4,268	4,584	4,909	5,242	5,583	5,933	6,292	6,658	7,034
Erdgas Mrd. € <sub>2005</sub>	0,381	0,488	0,572	0,650	0,744	0,825	0,919	1,006	1,095	1,201	1,299	1,408	1,532	1,672	1,811	1,932	2,075	2,224	2,351	2,505	2,635	2,794	2,927	3,060
<b>Gesamt</b>	<b>1,37</b>	<b>1,76</b>	<b>2,14</b>	<b>2,30</b>	<b>2,54</b>	<b>2,78</b>	<b>3,04</b>	<b>3,27</b>	<b>3,54</b>	<b>3,85</b>	<b>4,16</b>	<b>4,48</b>	<b>4,88</b>	<b>5,33</b>	<b>5,77</b>	<b>6,20</b>	<b>6,66</b>	<b>7,13</b>	<b>7,59</b>	<b>8,09</b>	<b>8,57</b>	<b>9,09</b>	<b>9,59</b>	<b>10,09</b>

„Der Staat schützt auch in Verantwortung für die künftigen Generationen die natürlichen Lebensgrundlagen ...“

Grundgesetz, Artikel 20 a

**BESTELLUNG VON PUBLIKATIONEN:**

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)  
Postfach 30 03 61  
53183 Bonn  
Tel.: 0228 99 305-33 55  
Fax: 0228 99 305-33 56  
E-Mail: [bmu@broschuerenversand.de](mailto:bmu@broschuerenversand.de)  
Internet: [www.bmu.de](http://www.bmu.de)

Titelabbildungen: Getty Images (M. Dunning), Enercon/Block Design,  
Visum (K. Sawabe), Zefa, Getty Images (C. Coleman)

Diese Publikation ist Teil der Öffentlichkeitsarbeit des Bundesministeriums für Umwelt,  
Naturschutz und Reaktorsicherheit. Sie wird kostenlos abgegeben und ist nicht zum  
Verkauf bestimmt. Gedruckt auf Recyclingpapier aus 100 % Altpapier.