



Bundesministerium  
für Umwelt, Naturschutz  
und Reaktorsicherheit

# Hintergrundinformationen zum EEG-Erfahrungsbericht 2007

Vertiefte Darstellung ausgewählter Kosten- und Nutzenaspekte und Entwicklung bis 2020/30 nach dem EEG-Erfahrungsbericht gemäß Beschluss des Bundeskabinetts vom 7.11.2007; ergänzt um mögliche Kostenwirkungen des Regierungsentwurfs zur EEG-Novelle gemäß Beschluss des Bundeskabinetts vom 5.12.2007

**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) und [www.erneuerbare-energien.de](http://www.erneuerbare-energien.de)

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

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

Stand: 5. Dezember 2007

# Inhalt

<b>1</b>	<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>Bisherige Entwicklung</b> .....	<b>6</b>
3.1	Kosten des EEG.....	6
3.2	Ökonomischer Nutzen durch das EEG .....	8
<b>4</b>	<b>Ausblick bis 2020/2030</b> .....	<b>10</b>
4.1	Grundlegende Annahmen .....	10
4.2	Stromerzeugung gemäß EEG.....	11
4.3	Entwicklung der EEG-Vergütungen .....	11
4.4	Entwicklung der EEG-bedingten Zusatzkosten für die Stromwirtschaft und Verbraucher .....	13
4.5	Kostenwirkungen der Handlungsempfehlungen .....	14
4.6	EEG-Gesetzesentwurf .....	16
<b>5</b>	<b>Literatur</b> .....	<b>18</b>

# 1 Zusammenfassung

Der dynamische Ausbau der erneuerbaren Energien in den letzten Jahren hat dazu geführt, dass bereits 2007 das für 2010 gesetzte Mindestziel von 12,5% Anteil am Stromverbrauch überschritten worden ist. Erwartet wird für 2007 ein Anteil der Erneuerbaren am Stromverbrauch von deutlich über 13 %.

Das EEG verursacht auf der einen Seite Kosten, Es hat aber auch eine Reihe von positiven ökonomischen Effekten, die in der Diskussion oft untergehen.

Auf der **Kostenseite** stehen meist die nach dem EEG gewährten Vergütungszahlungen und die – hieraus resultierenden - Differenzkosten im Blickpunkt. Das starke Wachstum des erneuerbar erzeugten Stroms in Deutschland führte dazu, dass die EEG-Vergütungszahlungen von 3,6 Mrd. € (2004) auf 5,8 Mrd. €(2006) stiegen. Die Differenzkosten (Beschaffungsmehrkosten für Stromlieferanten) erhöhten sich im gleichen Zeitraum von 2,5 auf 3,3 Mrd. €. Der rechnerische Kostenanteil des EEG am Haushaltsstrompreis stieg so zwischen 2004 und 2006 von etwa 3 % auf rund 4%. Weitere Kostenfaktoren des EEG, z.B. aufgrund des Bedarfs an zusätzlicher Regel- und Ausgleichsenergie sowie Transaktionskosten, beliefen sich 2006 auf etwa 300 bis 600 Mio. €

**Als ökonomischer Nutzen des EEG** ist zunächst der dem Gesetz zuzurechnende Umsatz in Deutschland zu nennen. 2006 betrug er 14,2 Mrd. € das ist mehr als 60 % des inländischen Gesamtumsatzes mit Erneuerbaren Energien im gleichen Jahr (22,9 Mrd. €). Bedeutsam sind auch die seit Jahren deutlich steigenden Arbeitsplatzwirkungen des EEG, dem 2006 etwa 134.000 Arbeitsplätze zuzurechnen waren (EE gesamt: 236.000 Arbeitsplätze). Darüber hinaus wurden durch das EEG 2006 Energieimporte in Höhe von rund 0.9 Mrd. € und externe Kosten von 3,4 Mrd. € vermieden. Am Strommarkt führte EEG-Strom gleichzeitig zu Preis senkenden Effekten von bis zu 3 bis 5 Mrd. €(sog. Merit Order Effekt).

Weiter enthält der Erfahrungsbericht eine neue, deutlich nach oben angepasste Zielvorgabe: 2020 soll ihr Anteil am Stromverbrauch 25 bis 30% betragen und danach kontinuierlich weiter steigen. Hierauf sind auch die Handlungsempfehlungen des Erfahrungsberichts ausgerichtet. Diese führen zunächst zu einer zusätzlichen Steigerung bei Vergütungszahlungen und Differenzkosten bis zu einem Maximum Mitte des nächsten Jahrzehnts: 2015 erreichen die Vergütungszahlungen dann (in heutigen Preisen) ein maximales Niveau von rund 12,5 Mrd. €<sub>2007</sub>, die Differenzkosten liegen bei max. 6,2 Mrd. €<sub>2007</sub>. Aufgrund erhöhter Degressionen in einzelnen Vergütungssätzen sowie des zu erwartenden weiteren Anstieg der Stromgroßhandelspreise gehen beide Größen anschließend wieder zurück. Dies liegt an der begründeten Annahme, dass bestimmte EEG-Anlagen, die für ihren produzierten Strom ab einem bestimmten Zeitpunkt am Strommarkt einen höheren Preis erzielen können als über die EEG-Mindestvergütungen, aus dem Vergütungssystem des EEG ausscheiden werden. Dies wird zuerst Strom aus Windenergie betreffen.

Die **Handlungsempfehlungen des EEG-Erfahrungsberichts** führen vor allem wegen der deutlich erhöhten Vergütung für Offshore-Windkraftanlagen zu zeitlich begrenzten Mehrkosten gegenüber dem geltenden EEG. Deren Höhe hängt davon ab, welche konkrete Vergütungsregelung innerhalb der im Erfahrungsbericht vereinbarten Bandbreite bei Offshore-Wind letztlich gesetzlich vereinbart wird. Bei der hier gewählten Variante, die der Regelung gemäß EEG-Entwurf vom 5.12.2007 entspricht, führen die Handlungsempfehlungen im Jahr 2010 zu Mehrkosten von 0,2 Mrd. €<sub>2007</sub> und 2020 rund 0,7 Mrd. €<sub>2007</sub>. Aufgrund der erhöhten Degressionssätze bei Photovoltaik ist 2030 gegenüber dem derzeit geltenden EEG dagegen bereits eine Einsparung von 0,5 Mrd. €<sub>2007</sub> festzustellen. Dies führt dazu, dass die kumulierten Mehrkosten 2009-2020 rund 7 Mrd. €<sub>2007</sub> betragen, dagegen 2009 – 2030 „nur“ noch rund 6 Mrd. €<sub>2007</sub>.

Der **Regierungsentwurf zur EEG-Novelle** vom 5.12.2007 folgt nach intensiver Diskussion weitgehend den Empfehlungen des Erfahrungsberichts. Entsprechend sind auch die Kostenwirkungen vergleichbar.

## 2 Einleitung

Der von der Bundesregierung am 7. November 2007 gemäß § 20 EEG beschlossene **EEG-Erfahrungsbericht 2007** stellt den bisherigen Einfluss des EEG auf die Stromwirtschaft in Deutschland einschl. der unmittelbaren Kostenwirkungen des Gesetzes ausführlich dar. Auf dieser Grundlage werden außerdem konkrete Handlungsempfehlungen zur weiteren Ausgestaltung des EEG gegeben.

Aussagen darüber, wie sich diese Handlungsempfehlungen in finanzieller Hinsicht zukünftig auswirken können, sind im Erfahrungsbericht nicht enthalten. Der Bericht enthält nur relativ knappe Informationen zu einer Auswahl gesamtwirtschaftlich relevanter Kosten- und Nutzenaspekte des EEG.

Vor diesem Hintergrund hat das Bundesumweltministerium (BMU) das folgende Hintergrundpapier verfasst, das im Wesentlichen weitere Ergebnisse des wissenschaftlichen Beratungsprozesses der letzten beiden Jahre aufgreift und dokumentiert. In Ergänzung zum EEG-Erfahrungsbericht und als Hilfe zu dessen Interpretation enthält es

- eine vervollständigte Kosten- und Nutzaufstellung zum EEG und
- Abschätzungen zu den künftig zu erwartenden Kosten.

Die skizzierten Kosten- und Nutzenwirkungen sind dabei nicht saldierbar. Die knappe Übersicht zeigt aber aus Sicht des BMU, dass eine rein an betriebswirtschaftlichen Kostengrößen orientierte ökonomische Bewertung des EEG deutlich zu kurz greift, wie schon der Zweck des Gesetzes nach § 1 zeigt.

Die Abschätzungen der künftigen Kostenwirkungen des EEG legen die Handlungsempfehlungen des Erfahrungsberichts zu Grunde und verknüpfen diese mit dem zielorientierten Ausbauszenario für die erneuerbaren Energien aus der für das BMU entwickelten Leitstudie 2007, welches auch bei den Energieszenarien für den Energiegipfel 2007 Berücksichtigung fand. Die Zahlenangaben stützen sich auf wissenschaftliche Zuarbeit des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW, Stuttgart) und des Ingenieurbüros für neue Energien (IfnE, Teltow).

In einem kurzen, ersten Ausblick werden am Schluss des Papiers auch die voraussichtlichen Kostenwirkungen der Regelungen im EEG-Regierungsentwurf dargestellt.

## 3 Bisherige Entwicklung

### 3.1 Kosten des EEG

Bei Kostenbetrachtungen zum EEG stehen nicht die Vergütungszahlungen, sondern die in § 15 EEG definierten Differenzkosten im Mittelpunkt der Diskussion. Differenzkosten bezeichnen den Unterschied zwischen den von den Netzbetreibern an die EE-Anlagenbetreiber gezahlten Vergütungen und den durchschnittlichen Strombeschaffungskosten über den Großhandel.

Die Differenzkosten sind für die Stromlieferanten Beschaffungsmehrkosten, die über den Strompreis auf Stromkunden überwältzt werden können. Im welchem Umfang dies im Rahmen des Wettbewerbs auf dem Endkundenmarkt im Einzelfall geschieht, lässt sich nicht sagen. Unterstellt man in der Praxis eine vollständige Überwälzung, so lässt sich aber ein durchschnittlicher Wert pro Kilowattstunde (kWh) ermitteln, die sog. EEG-Umlage. Diese ist durch § 16 EEG (Besondere Ausgleichsregelung) bei besonders stromintensiven Unternehmen auf 0,05 Cent/kWh begrenzt. Alle anderen, nicht privilegierten Stromabnehmer haben entsprechend derzeit etwa 15 % höhere EEG-Kosten zu tragen als bei einer (fiktiven) Gleichverteilung.

Die gesamten Differenzkosten stiegen seit 2000 nominal von 0,9 auf rund 3,3 Mrd. € im Jahr 2006. Dies zeigt die folgende Tabelle 1. Im gleichen Zeitraum erhöhte sich die EEG-Umlage von 0,2 Cent/kWh auf rund 0,75 Cent/kWh.<sup>1</sup>

**Tabelle 1: Entwicklung der EEG-Differenzkosten 2000 – 2006 (nominal) [5]**

	EEG-Menge	EEG Ø-Vergütung*	Ø Strompreis im Großhandel**	Differenzkosten total	EEG-Umlage***	Kosten pro Person (1.700 kWh/Jahr)	Kosten für Referenzhaushalt (3.500 kWh/Jahr)	Anteil EEG am Strompreis für Haushalte
	TWh	Cent/kWh	Cent/kWh	Mrd. €	Cent/kWh	Euro/Monat	Euro/Monat	
2000	13,9	8,5	1,9	<b>0,9</b>	0,20	0,30	0,60	1,4%
2004	38,5	9,3	2,8	<b>2,5</b>	0,55	0,80	1,60	3,0%
2005	44,0	10,0	3,7	<b>2,8</b>	0,63	0,90	1,80	3,4%
2006	51,5	10,9	4,4	<b>3,3</b>	0,75	1,10	2,20	3,9%

Datenbasis: Verband der Netzbetreiber; EEX; IfnE-Berechnungen, gerundete Werte

\* Quelle VDN, nominale Preise unter Berücksichtigung vermiedener Netznutzungsentgelte

\*\* Für 2004 – 2006 berechnet nach Wenzel/Diekmann (2006), S. 17

\*\*\* Für nicht privilegierte Stromabnehmer unter Annahme einer vollständigen und gleichmäßigen Weitergabe der Differenzkosten

Dieser deutliche Anstieg von Differenzkosten und EEG-Umlage ist dabei direkte Folge der o. g. Ausbaudynamik bei den erneuerbaren Energien. So liegt die Ende 2007 zu erwartende EEG-Strommenge beispielsweise in einer Größenordnung, die frühere Untersuchungen für das BMU [1] erst für 2010 erwartet hatten. Das im EEG verankerte Mindestziel für 2010 (12,5 %) wird bereits im Jahr 2007 deutlich übertroffen. Entsprechend liegen auch die aktuellen Vergütungszahlungen und Differenzkosten höher als angenommen.

Das EEG spielt gleichwohl für den jährlichen Strompreisanstieg bei Tarifkunden nur eine nachgeordnete Rolle: Hier dominiert seit Jahren der Bereich „Produktion, Transport und Vertrieb“, dem regelmäßig einen Anteil von 60 bis 80% des jeweiligen Strompreisanstiegs zuzurechnen ist. Das EEG zeichnete bislang maximal für etwa 20 %, d.h. maximal ein Fünftel, der jährlichen Strompreissteigerung verantwortlich [2].

<sup>1</sup> Die mit der rückwirkenden Ausweitung des §16 zum 1.12. 2006 verbundene Erhöhung der EEG-Umlage im Jahr 2006 wird erst 2008 zur einer erhöhten EEG-Umlage im nicht privilegierten Bereich führen, da erst dann die Stromlieferanten die höhere Entlastung der begünstigten Abnehmern umlegen.

Neben den EEG-Differenzkosten nach § 15 EEG sind als **weitere gesamtwirtschaftlich relevante Kostenwirkungen** insbesondere zu nennen:

1. Der **Bedarf an zusätzlicher Regel- und Ausgleichsenergie** aufgrund der steuerungsseitigen Anpassung an Abweichungen von der Vorhersage, vor allem bei der Windstromproduktion.
2. **Bereitstellung des gleichmäßigen EEG-Monatsbandes** und notwendiger **Intra-Day Ausgleich** durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB).
3. Die **Transaktionskosten der ÜNB** für die bilanzmäßige Abwicklung des EEG.
4. **Zusätzliche Brennstoffkosten** durch häufigere Anfahrvorgänge bzw. mehr Teillastbetrieb bei Kraftwerken.
5. Der wegen regional konzentrierter Windstromerzeugung aber auch durch den wachsenden Stromhandel erforderlichen **Ausbau und Umbau des Stromnetzes** (bisher ist aber noch keine nennenswerter Ausbau erfolgt).
6. **Kosten der Netzbetreiber zur Erfüllung der Transparenzanforderungen nach § 15 EEG** (Wirtschaftsprüfungsbescheinigungen, Datenveröffentlichung im Internet und gegenüber der Bundesnetzagentur).

Zur Gesamthöhe der aus diesen Positionen resultierenden Kosten liegen bislang nur wenige und z. T. recht unterschiedliche Abschätzungen vor. Für das Jahr 2006 ergibt sich für die Punkte 1 bis 4 eine **Kostenbandbreite von 300 bis 600 Millionen €**[3].

EEG bedingte zusätzliche Netzausbaukosten (Punkt 5) kommen zum allergrößten Teil erst in Zukunft zum Tragen. Dies gilt vor allem auch für die in den nächsten zehn Jahren erforderlichen Land- und Seekabelverbindungen zu den Offshore-Windparks. Die Gesamtkosten für den Ausbau auf See wie an Land können in einer ersten Näherung auf etwa 4 Mrd. € geschätzt werden<sup>2</sup>. Da die **Abschreibungszeit für Stromnetze 25 Jahre** beträgt, verteilen sich diese Kosten zum einen auf diesen Zeitraum (entspräche bei 8% Verzinsung rund **375 Mio. €Jahr**) und zum anderen auf den in der Zeit transportierten Strom [5]. Im Ergebnis bedeutet dies, dass die Netznutzungsentgelte durch den Netzausbau nur in sehr geringem Umfang steigen werden.

Die Kosten zur Erfüllung der Transparenzanforderungen sind bisher nicht abgeschätzt worden. Die bei Bedarf erforderlichen Wirtschaftsprüfungstestate dürften aber im Kontext der sonstigen Wirtschaftsprüfungsaktivitäten zu erstellen sein und kaum nennenswerte Mehrkosten für die Unternehmen bedeuten. Auch die Darstellung der EEG-Kennzahlen auf den Internetseiten dürften nur sehr geringe Zusatzkosten verursachen.

---

2 Zum Vergleich: Die jährlichen Instandhaltungskosten der Stromnetze betragen rund 2 Mrd. €

## 3.2 Ökonomischer Nutzen durch das EEG

Für die Bewertung des bisherigen und künftigen Ausbaus der erneuerbaren Energien sind neben den im EEG-Erfahrungsbericht und unter 3.1 erläuterten Kostenwirkungen noch eine Reihe weiterer, überwiegend gesamtwirtschaftlich relevanter Effekte von Bedeutung. Die nachfolgend aufgeführten Nutzenwirkungen sind zwar weder untereinander, noch mit den EEG-bedingten Kosten saldierbar. Sie zeigen aber aus Sicht des BMU, dass eine rein an betriebswirtschaftlichen Kostengrößen orientierte ökonomische Bewertung des EEG deutlich zu kurz greift, zumal der Zweck des Gesetzes nach § 1 auch weiter gefasst ist.

1. Zu den Nutzenwirkungen des EEG zählt zunächst sein positiver **Einfluss auf Innovation, Umsatz und Wertschöpfung** in Deutschland. Dies ist verbunden mit der Schaffung von zukunftsfähigen **Arbeitsplätzen**, wie im Erfahrungsbericht dargestellt. Direkt dem EEG zuzurechnen waren demnach in Deutschland 2006 rund **134.000 Arbeitsplätze** (vgl. Abbildung 1) und **14,2 Mrd. € Inlandsumsatz**. Bezogen auf alle erneuerbaren Energien waren es 236.000 Arbeitsplätze und ein Gesamtumsatz von rund 23 Mrd. € im Jahr 2006. Wichtig ist in diesem Zusammenhang, dass der Beschäftigungsbeitrag der Erneuerbaren Energien auch dann eindeutig positiv ist, wenn die mit ihrem Ausbau verbundenen negativen Beschäftigungseffekte berücksichtigt werden. Nach aktuellen Studien betrug der Netto-Beschäftigungseffekt der Erneuerbaren Energien im Jahr 2006 67.000 bis 78.000 Arbeitsplätze.[4]

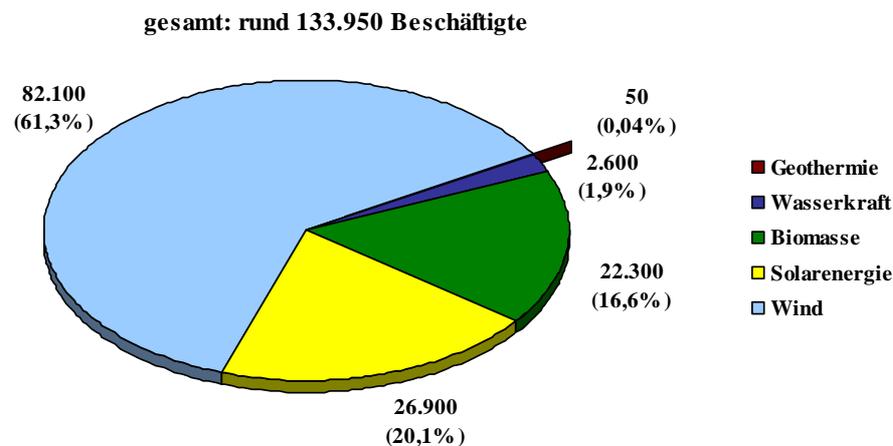


Abbildung 1 EEG-bedingte Brutto-Beschäftigung im Jahr 2006 [4]

2. Im gleichen Kontext sind auch die EEG bedingten **Einsparungen beim Import von Steinkohle und Erdgas** nach Deutschland zu sehen. Diese beliefen sich 2006 auf etwa **0,9 Mrd. €**[5].
3. Ein weiterer, gesamtwirtschaftlich relevanter Nutzeneffekt des EEG ist die **Vermeidung externer Schadenskosten**. Durch die Substitution fossiler Stromerzeugung verringert das EEG deren CO<sub>2</sub>-bedingten Klimaschäden sowie – in geringerem Umfang – auch Schäden durch weitere Schadstoffe (z.B. SO<sub>2</sub>). Nach einer Untersuchung für das BMU [6], in der die externen Kosten der Emission einer Tonne CO<sub>2</sub> mit 70 € angesetzt

3 Zum Vergleich: Der Stern-Report bewertet die externen Kosten der Emission von Treibhausgasen mit 85 €/t CO<sub>2</sub>.

werden, ergibt sich für das Jahr 2006 eine Einsparung von externen Kosten durch das EEG von rd. **3,4 Mrd. €**<sup>4</sup>

4. Das Bundesumweltministerium vertritt außerdem die Auffassung, dass das EEG aufgrund der speziellen Preisbildungsmechanismen auf dem Strommarkt in den letzten Jahren einen deutlichen **Preis dämpfenden Einfluss auf die Stromhandelspreise in Deutschland** ausgeübt hat. Dieser **Merit-Order Effekt** wurde in mehreren wissenschaftlichen Vorhaben intensiv untersucht. [7, 8, 9, 10, 11, 12]

In einem Fachgespräch von neun Wissenschaftlern aus sechs Forschungseinrichtungen wurde der Merit-Order-Effekt für das Jahr 2005 auf eine Größenordnung von bis zu 2 bis 3 Mrd. € und **für das Jahr 2006 auf bis zu 3-5 Mrd. €** beziffert [3]. Systematisch betrachtet kann der Effekt aus Sicht des BMU den oben genannten Differenzkosten gegenüber gestellt werden, da sowohl die EEG-Umlage als auch der Merit-Order Effekt zunächst auf Ebene der Stromlieferanten wirksam sind.

Hierzu wird zwar kritisch angemerkt, dass der Merit-Order Effekt nur zur Einschätzung kurzfristiger Preiseffekte geeignet ist. Für langfristige Betrachtungen, wie sie das EEG erfordert, müsse ein Modell verwendet werden, das sowohl Einsatzentscheidungen als auch Stilllegungs- und Zubauentscheidungen berücksichtigt [11]. Da die Bedeutung des Merit-Order Effektes für kurzfristige Preiseffekte jedoch anhand einer weiteren, vertieften Untersuchung für 2006 bestätigt wurde, erscheint die o. g. Spannweite für den Merit-Order Effekt in 2006 aus Sicht des BMU realistisch.

Auch die Bewertung des Merit-Order-Effekts auf Basis von Spotmarktpreisen ist - entgegen anderslautender Kritik - aus Sicht des BMU gerechtfertigt, da der Wert des Stroms nicht anhand des ggf. günstigeren Einkaufspreis der Vergangenheit bestimmt wird, sondern auf Basis der im Betrachtungsjahr aktuell erzielbaren (Spotmarkt-) Strompreise. Dies wird z.B. auch von der Stromwirtschaft so bei der Einpreisung von CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten praktiziert – steigen die Zertifikatspreise, dann steigen auch die Stromgroßhandelspreise und umgekehrt. Die Preis senkende Wirkung erfolgt aber nicht unmittelbar im Betrachtungsjahr, sondern wirkt ggf. zeitverzögert über die dadurch geringeren Preiserwartungen in der Zukunft bei Stromfutures.

Allgemein stellen die an der Börse festgestellten Strompreise eine Leitfunktion auch für nicht über die Börse gehandelten Strom dar.

---

4 Nicht berücksichtigt wurden dabei andere treibhausgasrelevante Emissionen, die in der Prozesskette u.a. der energetischen Biomassenutzung reduziert werden bzw. entstehen können (z.B. die Verminderung von Methanemissionen oder Lachgasemissionen).

## 4 Ausblick bis 2020/2030

### 4.1 Grundlegende Annahmen

Um die finanziellen Auswirkungen der Handlungsempfehlungen des **EEG-Erfahrungsberichts** sowie des **Regierungsentwurfs zur EEG-Neufassung für die Entwicklung bis 2020/30** abschätzen zu können, sind einige grundlegende Annahmen zu treffen:

1. Die bis 2030 erwartete Entwicklung der nach dem EEG vergüteten Strommengen (Mengen gerüst) basiert auf dem – u. a. in den Energiegipfelszenarien [13] verwendeten -zielorientierten Leitszenario 2006 [14]. Dort wird für die erneuerbaren Energien im Strombereich ein bestimmter Anlagenzubau sowie ein Ersatz von Altanlagen nach 20 Jahren Betriebszeit angenommen. Die zwischenzeitlich neuen Erkenntnisse zum Zubau bei Photovoltaik machten in diesem Bereich allerdings eine Anpassung nach oben erforderlich. Die erwartete installierte PV-Leistung erhöht sich damit für 2020 von bisher 10 GW auf 14 GW, verbunden mit einem entsprechend veränderten Ausbaupfad.
2. Die für die Berechnungen verwendeten Vergütungssätze ergeben sich aus den Empfehlungen im EEG-Erfahrungsbericht 2007. Für Wind Offshore wird im Erfahrungsbericht nur eine Bandbreite für die Vergütung und Degression angegeben. Für die folgenden Modell-Berechnungen musste deshalb ein Vergütungssatz angenommen werden. Dieser beträgt 12 Cent/kWh bei einer 5%igen Degression ab dem 1.1.2015. Bis zum 31.12.2013 wird ein „Frühstarterbonus“ von zusätzlich 2 Cent/kWh berücksichtigt.
3. Der Umfang der künftig nach EEG vergüteten Strommengen hängt aber auch davon ab, in welchem Umfang die Regelungen von den Anlagenbetreibern in Anspruch genommen werden. Sofern finanziell attraktivere Vermarktungswege existieren, werden diese Strommengen aus dem EEG ausscheiden. Dass dies bereits heute der Fall ist, zeigt sich an der Vermarktung von Windstrom, für den kein Anspruch mehr auf die erhöhte EEG-Anfangsvergütung besteht.  
Dieser Trend wird sich aller Wahrscheinlichkeit nach in Zukunft weiter verstärken, wenn einzelne EEG-Vergütungssätze dauerhaft unter dem Großhandelspreis für Strom liegen. Darüber hinaus wird der Sachverhalt zunehmend auch für Neuanlagen Bedeutung gewinnen, deren Strommengen teilweise von Beginn an anderweitig vermarktet werden dürften. Diese Entwicklung dürfte sich auch durch die zunehmende Bereitschaft eines Stromanbieterwechsels unterstützt werden (z.B. hin zum wachsenden Segment der Ökostrom-Vermarktung außerhalb des EEG).
4. Von entscheidender Bedeutung ist in diesem Zusammenhang die künftige Entwicklung der Großhandels-Strompreise, wie sie an der Börse festgestellt werden. Diese bestimmen auch, welcher sog. anlegbare Wert des EEG-Stroms von den Vergütungszahlungen zu saldieren ist, um die EEG-bedingten zusätzlichen Beschaffungskosten der Stromlieferanten zu ermitteln. Da die Preisbildung an der Börse stark von angebots- und nachfrageseitigen Einflüssen geprägt ist und langfristig nicht allzu gut eingeschätzt werden kann, orientiert sich die langfristige Strompreisentwicklung an der besser einschätzbaren Entwicklung der Stromgestehungskosten im konventionellen Kraftwerkspark, so wie er in der Leitstudie 2007 [14] unterstellt wurde.  
Dort werden verschiedene Varianten für Energiepreise und Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate vorgestellt. Die folgenden Abschätzungen zu den finanziellen Auswirkungen der Handlungsempfehlungen folgen der Energiepreisvariante „deutlicher Anstieg“<sup>5</sup> in der Leitstudie. Diese wird hier im Weiteren als Hauptvariante bezeichnet. Daneben wird auch noch

---

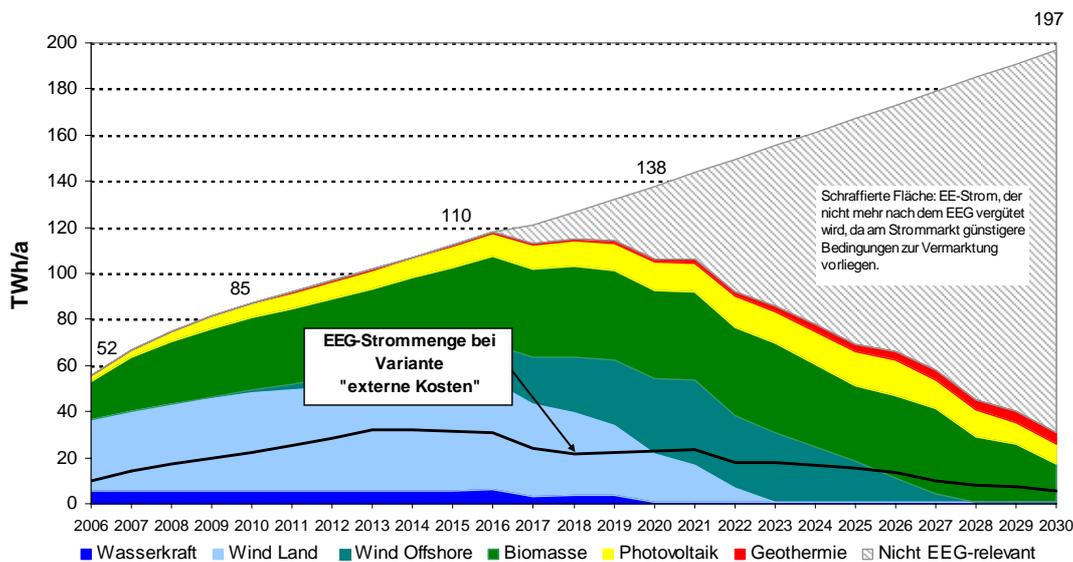
5 Gestehungskosten 5,9 Cent/kWh (2020) bzw. 7,3 Cent/kWh (2030), jeweils in heutigen Preisen (real)

eine zweite, gesamtwirtschaftlich orientierte Strompreisvariante dargestellt, die die externen Kosten der fossilen Stromerzeugung (s. o.) berücksichtigt.

5. Alle Angaben zu den zukünftigen Kosten erfolgen in heutigen Preisen (real). Unterstellt wird eine allgemeine Inflationsrate von 2 % jährlich.

## 4.2 Stromerzeugung gemäß EEG

Wie Abbildung 2 zeigt, können die unter 4.1 genannten Effekte mittelfristig erheblich zur Kostendämpfung des EEG beitragen. In der Hauptvariante des anlegbaren Wertes für Strom aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2020 verbleibt nur noch etwa  $\frac{3}{4}$  der gesamten EEG-relevanten Stromerzeugung im EEG-Vergütungssystem, im Jahr 2030 sind es noch etwa 15 Prozent.



**Abbildung 2 Entwicklung der nach EEG vergüteten Strommengen in Relation zur gesamten EEG-induzierten Strommenge [5]**

Jenseits des Jahres 2020 sind dann nur noch einzelne Technologien für einen begrenzten Zeitraum weiterhin auf eine Förderung durch das EEG angewiesen. Dabei handelt es sich einerseits um Bereiche der Biomasse, deren energetische Nutzung mit positiven Auswirkungen auf die Land- und Forstwirtschaft sowie die Entwicklung ländlicher Räume verbunden ist, oder in denen innovative Verfahren eingesetzt werden. Ebenfalls betrifft dies die Photovoltaik, die international als eine der Schlüsseltechnologien im Energiebereich gilt, aber von einem hohen Ausgangsniveau aus noch Kostendegressionen erzielen muss. Gleiches gilt auch für die Geothermie, die langfristig erhebliche Anteile zu einer grundlastfähigen und bedarfsgerecht regelbaren Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien beitragen kann.

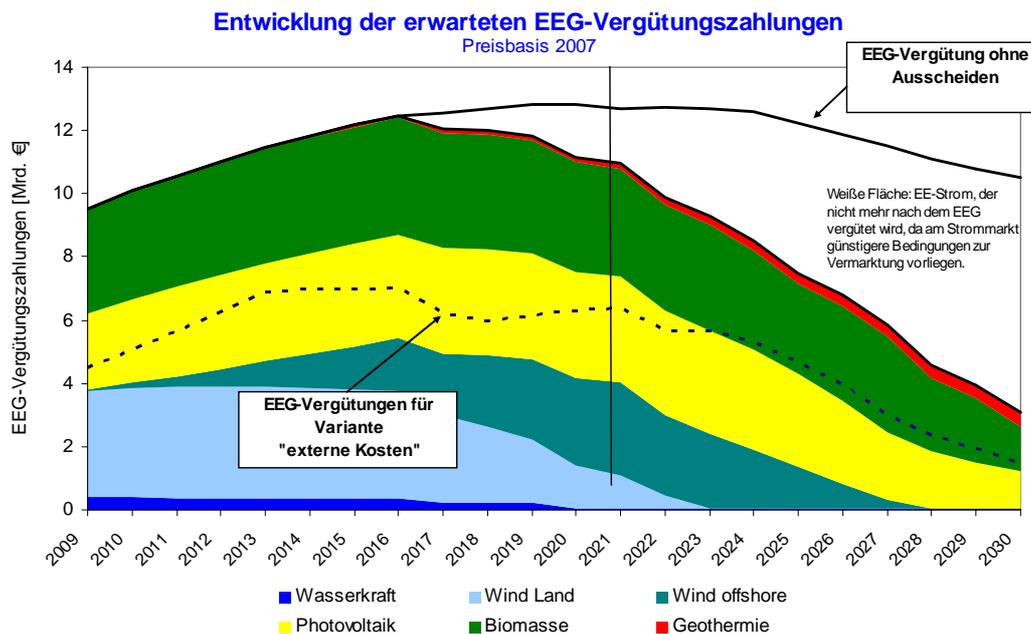
Dies gilt ferner für Teile des Stroms aus Windenergie-Offshore-Anlagen, weil sich deren Markterschließung verzögert hat und die Stromgestehungskosten dort zunächst noch höher liegen als bei der Windstromerzeugung an Land. Zu beachten ist dabei, dass die im Jahr 2030 nach EEG vergüteten Strommengen größtenteils auf Altanlagen entfallen, die vor 2020 in Betrieb genommen wurden.

## 4.3 Entwicklung der EEG-Vergütungen

Aus der gezeigten Entwicklung lässt sich das zukünftige EEG-Vergütungsvolumen ableiten. In heutigen Preisen dürfte es von 5,8 Mrd. € (2006 ohne vermiedene Netznutzungsentgelte) bis

2016 auf rund 12,5 Mrd. € in der Hauptvariante ansteigen und dann bis 2030 wegen marktbedingten Ausscheidens vieler Anlagen aus dem EEG bis auf etwa 3 Mrd. € zurückgehen.<sup>6</sup>

Die folgende Abbildung 3 zeigt dies, zugleich auch die damit verbundenen strukturellen Änderungen mit der Verschiebung hin zu den innovativen Technologien. Interessant ist dabei die künftige Entwicklung durchschnittliche EEG-Vergütung. Wegen der zunächst noch verhältnismäßig teureren Erschließung der Potentiale bei PV, Biomasse und Wind-Offshore steigt sie trotz der Degressionswirkungen von 10,9 Cent/kWh (2006) bis 2013 noch leicht auf (real) etwa 12 Cent/kWh an. In der in Abbildung 3 als obere Linie gezeigten Darstellung (kein Ausscheiden aus dem EEG berücksichtigt) geht die EEG-Durchschnittsvergütung bis 2020 dann auf rund 5 Cent/kWh zurück. Werden ausscheidende Anlagen berücksichtigt, bleibt die Durchschnittsvergütung konstant in einer Größenordnung von etwa 10-11 Cent/kWh.<sup>7</sup>



**Abbildung 3** Entwicklung des EEG-Vergütungsvolumens auf Basis der Handlungsempfehlungen im Erfahrungsbericht (Preisbasis 2007, EE-Ausbau nach [14] aktualisiert)

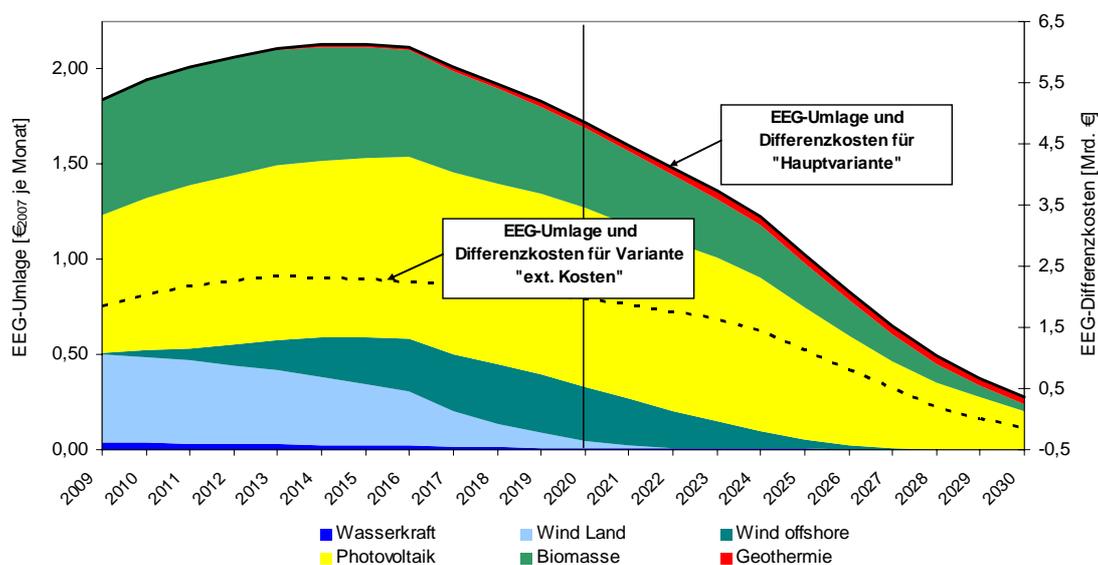
6 In der – höheren – Strompreisvariante „externe Kosten“ scheiden im gesamten Betrachtungszeitraum deutlich mehr Anlagen aus dem EEG-Vergütungssystem aus (vgl. Kap. 4.2, Ann. 3), was auch zu deutlich niedrigeren Vergütungszahlungen führt, gleichzeitig aber zu einer steigenden EEG-Durchschnittsvergütung, da die spezifisch teureren Anlagen im EEG verbleiben.

7 Die Entwicklung der EEG-Durchschnittsvergütung reagiert sehr sensibel auf Veränderungen beim Ausbaupfad der Photovoltaik, d.h. wenn der unterstellte Ausbaupfad auch nur in geringem Maße anders verläuft, hat dies deutliche Auswirkungen auf die EEG-Durchschnittsvergütung.

## 4.4 Entwicklung der EEG-bedingten Zusatzkosten für die Stromwirtschaft und Verbraucher

Wichtiger als das EEG-Vergütungsvolumen ist jedoch die Höhe der Beschaffungsmehrkosten ggü. konventionell erzeugtem Strom für Stromlieferanten (Differenzkosten) bzw. die daraus abgeleitete EEG-Umlage für Stromkunden. Diese Mehrkosten sind bei unterstellter vollständiger Überwälzung auf die Stromkunden von diesen zu tragen. Zur Ermittlung der Differenzkosten werden vom EEG-Vergütungsvolumen die für EEG-Strommenge vermiedenen Strombeschaffungskosten am Strommarkt abgezogen.

Die EEG-Umlage steigt in dem derzeit zu Grunde gelegten Ausbaupfad von 0,75 Cent/kWh (2006) auf – real - rund 1,5 Cent/kWh im Maximum (2016). Der EEG-bedingte Anstieg der Haushaltsstrompreise in der Zeit zwischen 2006 und 2016 (Kostenmaximum) beläuft sich somit real auf rund 0,8 Cent/kWh. Dies sind nur 0,2 Cent/kWh mehr, als der Anstieg der EEG-Umlage zwischen dem Jahr 2000 und 2006. In diesen sechs Jahren verursachten allerdings andere Faktoren bereits einen Anstieg der Haushaltsstrompreis um 5 Cent/kWh. Auch in Zukunft sind weitere deutliche Steigerungen der Haushaltsstrompreise zu erwarten. Das macht deutlich, wie gering letztlich der Einfluss des EEG auf die Strompreise ist. Die Akzeptanz des weiteren Anstieges der EEG-Umlage (hier bezogen auf eine Person mit 1.700 kWh Strombedarf im Jahr - vgl. Abbildung 4) dürfte in der Bevölkerung wegen der hohen Zustimmung zum weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien deshalb gegeben sein.



**Abbildung 4** Voraussichtliche Entwicklung der gesamten EEG-Differenzkosten und EEG-Umlage für einen Haushaltskunden (1.700 kWh/a) auf Basis der Handlungsempfehlungen im Erfahrungsbericht (Preisbasis 2007)

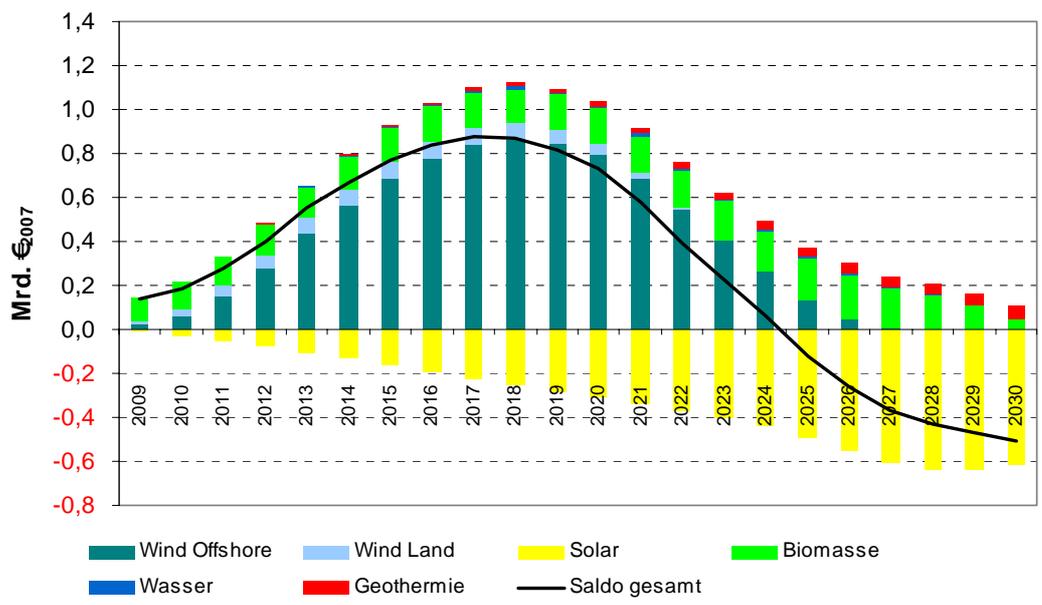
Nach Abbildung 4 ist zunächst ein Anwachsen der Differenzkosten von 3,3 Mrd. € (2006) auf maximal 6,2 Mrd. € (2015) in der Hauptvariante zu erwarten. Dies entspricht einer Verdoppelung, wobei der Zuwachs unterproportional zum Anstieg der EEG-relevanten Strommenge ist, die sich bis dahin von 51,5 auf 110 TWh mehr als verdoppelt. Danach sinken die Differenzkosten trotz weiter steigender EEG-Strommengen. In der Strompreisvariante „externe Kosten“ liegt das Maximum der Differenzkosten Mitte des nächsten Jahrzehnts bei etwa 2,7 Mrd. € und fällt zum Ende des Betrachtungszeitraums auf Null, d.h. gesamtwirtschaftlich fallen keine Kosten mehr an, obwohl einzelwirtschaftlich noch etwa 0,6 Mrd. € Differenzkosten bestehen.

Im statistischen Mittel verbrauchen Haushaltskunden (Tarifkunden) pro Person rund 1.700 kWh Strom im Jahr. Dies entspricht in der Hauptvariante einer durchschnittlichen EEG-Umlage von rund €1,10 pro Monat im Jahr 2006 und monatlich rund €2,15 im Maximaljahr 2015. Dieser Wert schwankt allerdings stark in Abhängigkeit der Energieeffizienz und der Anzahl der Personen der Haushalte. Der von der Stromwirtschaft verwendete Referenzhaushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3.500 kWh zeigt einen Anstieg der monatlichen EEG-Kosten von etwa €2,20 (2006) auf ein Maximum von rund €4,40 im Jahr 2015. Anschließend bis 2030 gehen die Kosten deutlich bis auf etwa €0,60 zurück.

Die EEG-Umlage für Privatkunden liegt damit im Jahr 2015 rund 1 Euro pro Monat und Person über der des Jahres 2006. Hiervon entfallen rund 25 Cent auf die Empfehlungen des vorliegenden Erfahrungsberichts (s. u.).

#### 4.5 Kostenwirkungen der Handlungsempfehlungen

Die im EEG-Erfahrungsbericht beschlossenen Handlungsvorschläge zur Anpassung der Vergütungssätze, Degressionen und Laufzeiten führen zu Mehr- bzw. Minderkosten gegenüber den geltenden EEG-Vergütungsregelungen. In Abbildung 5 sind die spartenspezifischen Mehr- bzw. Minderkosten bei den Differenzkosten gegenüber einem unveränderten EEG 2004 dargestellt. Das verwendete Mengengerüst nach [14] bleibt dabei unverändert, weil dort bereits Anpassungen beim EEG antizipiert worden waren.



**Abbildung 5** Differenzkostenänderungen aufgrund der Handlungsempfehlungen im Erfahrungsbericht vom 7.11.07 gegenüber dem geltenden EEG (Mengengerüst nach [14] aktualisiert) [5]

Die Bandbreitenempfehlungen für Wind Offshore (Bandbreite von 11-15 Cent/kWh sowie zwischen 5-7% Degression) führen zu einer Erhöhung der Differenzkosten um rund 500 – 1.000 Mio. € im Jahr 2020. In Abbildung 5 ist – wie bereits oben ausgeführt - von einer Vergütung von 12 Cent/kWh bei 5% Degression ab dem 1.1.2015 ausgegangen worden, wobei bis zum 31.12.2013 ein „Frühstarterbonus“ von zusätzlich 2 Cent/kWh berücksichtigt wurde. Dies führt im Jahr 2020 gegenüber dem aktuellen EEG zunächst zu Mehrkosten von gut 800 Mio. €

Ohne die vorgeschlagenen Erhöhungen für Wind Offshore senken im Jahr 2020 die Handlungsempfehlungen gegenüber dem jetzigen EEG die gesamten Differenzkosten um insgesamt rund 70 Mio. € Dies kommt wie folgt zustande:

- Reduktion um 310 Mio. € bei Solarstrom;
- Erhöhung um 160 Mio. € bei Biomasse, 20 Mio. € bei Geothermie, 10 Mio. € bei Wasser und 50 Mio. € bei Windenergie an Land.

Der Gesamteffekt der Handlungsempfehlungen des Erfahrungsberichts ist in Abbildung 5 durch die schwarze Linie gekennzeichnet. Durch die deutliche Absenkung der Vergütungen im Bereich Wind-Offshore ab Mitte den nächsten Jahrzehnts bei gleichzeitig anhaltend kräftiger (zusätzlicher) Degression bei PV entsteht ab 2025 ein negativer Saldo. Die Änderungen des EEG führen dann gegenüber der jetzt geltenden Rechtslage zu sinkenden Kosten.

Die folgenden drei Tabellen zeigen nochmals für ausgewählte Jahre die absoluten Differenzkosten für das geltende EEG, die Handlungsempfehlungen des Erfahrungsberichts und die Vorschläge im Regierungsentwurf zur EEG-Neufassung. Letztere sehen gegenüber dem Erfahrungsbericht leichte Veränderungen bei Biomasse und der solaren Stromerzeugung vor. Bezogen auf die kumulierten Differenzkosten zwischen 2009 und 2030 führen die Handlungsempfehlungen gegenüber dem geltenden EEG zu Mehrkosten von insgesamt rund 7%, wobei die im kommenden Jahrzehnt der Kostenhöhepunkt zu erwarten ist. Danach beginnen die Degressionen bei den Vergütungssätzen in Verbindung mit allgemein steigenden Großhandelsstrompreisen deutlich zu greifen. Gleiches gilt auch für die Vorschläge im Regierungsentwurf.

**Tabelle 2: Differenzkostenentwicklung nach derzeit geltendem EEG (Mrd. €<sub>2007</sub>)**

Sparte	2010	2015	2020	2030	Kumuliert 2009 - 2020	Kumuliert 2009 - 2030
Wasser	0,10	0,06	0,01	0	0,73	0,75
Wind Land	1,29	0,87	0,05	0	9,63	9,64
Wind Offshore	0,04	0,03	0,01	0	0,32	0,33
Solar	2,38	2,91	2,95	1,17	33,12	54,90
Biomasse	1,70	1,54	1,02	0,05	17,74	21,89
Geothermie	0,01	0,03	0,06	0,03	0,38	1,06
<b>Gesamt</b>	<b>5,53</b>	<b>5,44</b>	<b>4,10</b>	<b>1,24</b>	<b>61,92</b>	<b>88,56</b>

**Tabelle 3 Differenzkostenentwicklung bei Berücksichtigung der Handlungsempfehlungen im EEG-Erfahrungsbericht 2007 (Mrd. €<sub>2007</sub>)**

Sparte	2010	2015	2020	2030	Kumuliert 2009 - 2020	Kumuliert 2009 - 2030
Wasser	0,10	0,07	0,02	0,0	0,81	0,92
Wind Land	1,33	0,94	0,10	0,0	10,34	10,38
Wind Offshore	0,10	0,71	0,81	0,0	6,63	8,73
Solar	2,35	2,75	2,64	0,55	31,30	47,99
Biomasse	1,82	1,69	1,18	0,10	19,44	25,15
Geothermie	0,01	0,04	0,08	0,09	0,48	1,58
<b>Gesamt</b>	<b>5,71</b>	<b>6,19</b>	<b>4,82</b>	<b>0,74</b>	<b>69,00</b>	<b>94,74</b>

## 4.6 EEG-Gesetzesentwurf

Der vom Bundeskabinett am 5.12.2007 beschlossene Gesetzesentwurf weicht in einigen Punkten von den Empfehlungen im Erfahrungsbericht ab. Dies betrifft primär die Vergütungsregelungen im Bereich der Biomasse. Konkretisiert worden sind die Vergütungsregelungen für die Windenergie in dem Sinne, wie sie zunächst auch für die Berechnungen der Erfahrungsbericht-Handlungsempfehlungen angenommen wurden.

Daraus ergibt sich bei unverändertem Mengengerüst nach [14] folglich nur für die Biomasse eine merkliche, leicht nach oben abweichende Kostenentwicklung, wie in der nachfolgenden Tabelle 4 zu sehen ist. Ansonsten sind die Kostenwirkungen unverändert.

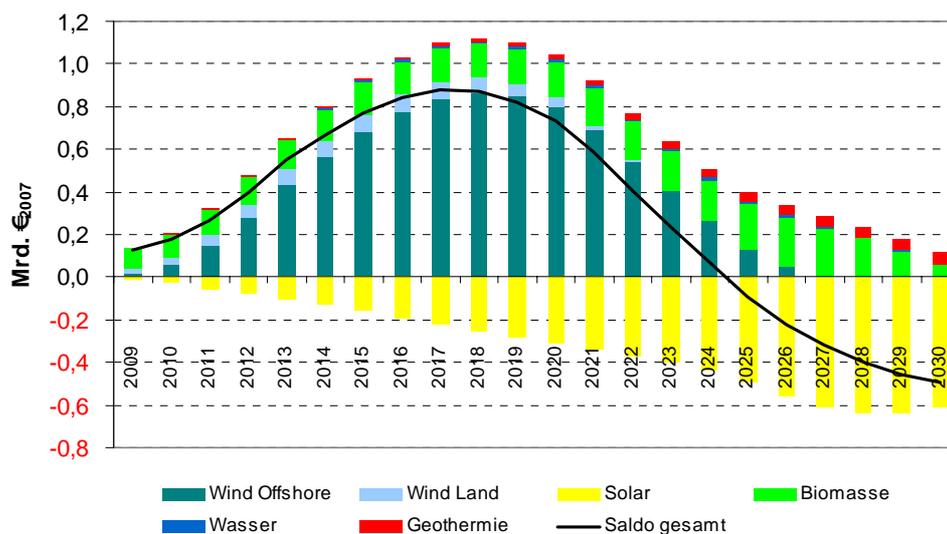
**Tabelle 4 Differenzkostenentwicklung bei Berücksichtigung der Vergütungsregelungen im EEG-Regierungsentwurf (Mrd. €<sub>2007</sub>)**

Sparte	2010	2015	2020	2030	Kumuliert 2009 - 2020	Kumuliert 2009 - 2030
Wasser	0,10	0,07	0,02	0,0	0,81	0,92
Wind Land	1,33	0,94	0,10	0,0	10,34	10,38
Wind Offshore	0,10	0,71	0,81	0,0	6,63	8,73
Solar	2,35	2,75	2,64	0,55	31,30	47,99
Biomasse	1,81	1,70	1,19	0,11	19,44	25,37
Geothermie	0,01	0,04	0,08	0,09	0,48	1,58
<b>Gesamt</b>	<b>5,70</b>	<b>6,20</b>	<b>4,84</b>	<b>0,75</b>	<b>69,00</b>	<b>94,95</b>

Mit den vorgesehenen Vergütungserhöhungen für Wind Offshore steigen im Jahr 2020 die EEG-Differenzkosten gegenüber dem geltenden EEG um insgesamt rund 740 Mio. € Dies kommt wie folgt zustande:

- - 310 Mio. € bei Solarstrom,
- + 10 Mio. € bei Wasser,
- + 800 Mio. € bei Wind Offshore,
- + 50 Mio. € bei Windenergie an Land,
- + 170 Mio. € bei Biomasse,
- + 20 Mio. € bei Geothermie.

Der Verlauf der Differenzkostenänderungen in Abbildung 6 weist dementsprechend gegenüber Abbildung 5 auch kaum sichtbare Unterschiede auf.



**Abbildung 6 Differenzkostenänderungen aufgrund des Gesetzesentwurfs vom 5.12.07 gegenüber dem geltenden EEG (Mengengerüst nach [14] aktualisiert)**

## 5 Literatur

- [1] 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. Stuttgart, Wuppertal 2005.
- [2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Strom aus erneuerbaren Energien – Was kostet er uns wirklich. Broschüre Nr. 2119. 6. Auflage 2007.
- [3] DIW Berlin, DLR Stuttgart, ZSW Stuttgart, EWI Universität Köln, FhG-ISI Karlsruhe, Lehrstuhl für Energiewirtschaft Universität Duisburg-Essen: Thesenpapier zum Fachgespräch Merit-Order-Effekt im BMU am 7. September 2007.
- [4] Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) / Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) / Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) / Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung (GWS): Erneuerbare Energien: Arbeitsplatzeffekte 2006. Abschlussbericht „Wirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf dem deutschen Arbeitsmarkt – Follow up“. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. September 2007.
- [5] Wenzel, B.: Kosten- und Nutzenwirkungen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes. Untersuchung im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Teltow, November 2007.
- [6] Krewitt, W.; Schломann, B.: Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- [7] Ragwitz, M.; Klobasa, M.: Gutachten zur CO<sub>2</sub>- Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien. Karlsruhe, Januar 2005.
- [8] Sensfuss, F.; Ragwitz, M.: Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel -Analyse für das Jahr 2006. Untersuchung im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung Karlsruhe, Juni 2007.
- [9] Bode; Groscurth: Zur Wirkung des EEG auf den „Strompreis“. Hamburgisches Welt-Wirtschafts-Archiv (HWWA). DISCUSSION PAPER 348. Hamburg, August 2006.
- [10] Neubarth, J.; Weber, C.; Gerecht, M.: Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung. In „Energiewirtschaftliche Tagesfragen 56, Jg (2006) Heft 7.
- [11] Wissen, R.; Nicolosi, M.: Anmerkungen zur aktuellen Diskussion zum Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien. EWI Working Paper Nr. 07/3, Köln, September 2007.
- [12] Ragwitz, M.; Sensfuss, F.: Ergänzungen zum „Merit-Order-Effekt“ Stellungnahme zum EWI Working Paper Nr 07/3. Karlsruhe, Oktober 2007.
- [13] Energiewirtschaftliches Institut Universität Köln / Prognos AG: Energieszenarien für den Energiegipfel 2007. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. September 2007.
- [14] Nitsch, J.: Leitstudie 2007 – Aktualisierung und Neubewertung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart, Februar 2007.