

## Kurzüberblick

Dieser Beitrag basiert auf den Ergebnissen der Studie „Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020“ und fasst die wesentlichen Annahmen, die gewählten Ausbauszenarien und die Ergebnisse zusammen<sup>1</sup>. Der Schwerpunkt liegt dabei auf den durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) entstehenden volkswirtschaftlichen Differenzkosten (Mehrkosten) und der sog. EEG-Umlage, die von den Verbrauchern zu tragen ist.

Für drei Ausbauszenarien der Erneuerbaren Energien im Stromsektor wird die künftige Kostenentwicklung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz errechnet. Zur Berechnung der volkswirtschaftlichen Differenzkosten wurden zwei Preispfade der möglichen Strompreisentwicklung gewählt. In der unteren, stärker betriebswirtschaftlich orientierten Preisvariante wird ein moderater Anstieg der Strompreise angenommen, während in der oberen - stärker volkswirtschaftlich orientierten Sichtweise - von einer engagierten Klimaschutzpolitik und größeren Preissteigerungen bei fossilen Energieträgern ausgegangen wird. Zusätzlich erfolgt ein Aufschlag für externe Kosten der Stromerzeugung.

Im Basisszenario erreichen die Erneuerbaren Energien einen Anteil von gut 25 % am Bruttostromverbrauch des Jahres 2020. Sie produzieren rund 150 Milliarden kWh Strom und vermeiden dadurch CO<sub>2</sub>-Emissionen in Höhe von 111 Millionen Tonnen. Die EEG-Umlage wird in der unteren Preisvariante von heute 0,5 Cent pro kWh auf knapp 1 Cent pro kWh ansteigen und ab Mitte des nächsten Jahrzehnts wieder zurückgehen.

<sup>1</sup> Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)

<sup>2</sup> Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart

<sup>3</sup> Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (WI)

<sup>4</sup> BMU (2006)

## Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien: Ausbau und Kostenentwicklung bis 2020

Bernd Wenzel<sup>1</sup>, Frithjof Staiß<sup>2</sup>, Joachim Nitsch<sup>3</sup>, Manfred Fischedick<sup>4</sup>

Bei Anwendung des oberen Preispfades können sich die Differenzkosten des gesamten Strommixes Erneuerbarer Energien gegenüber fossilen Quellen bis 2020 auf nahezu Null reduzieren, womit die mit der Förderung nach dem EEG bis dahin erbrachten Vorleistungen zunehmend abgebaut werden.

### Einleitung

Mit der Novelle des EEG im Juli 2004 wurden die Rahmenbedingungen für Strom aus Erneuerbaren Energien differenziert und weiterentwickelt. So wurde die Degression der Vergütungssätze für Strom aus Wind erhöht und die Vergütung für Biomasse durch Einführung von Bonusregelungen stärker differenziert. Erstmals wurde auch die Erweiterung großer Wasserkraftanlagen bis 150 MW Leistung in das Gesetz einbezogen. Neuregelungen zur solaren Stromerzeugung traten bereits zum Jahresbeginn 2004 in Kraft. Durch die Überarbeitung und Erweiterung der besonderen Ausgleichsregelung (§ 16 EEG) werden deutlich mehr stromintensive Unternehmen beim Bezug von nach EEG vergütetem Strom entlastet. Vor diesem Hintergrund wurde im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit die Untersuchung „Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020“ erstellt. Damit wurden die bisherigen Projektionen zum Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) im

deutschen Strommarkt einschließlich der hieraus resultierenden finanziellen Auswirkungen aktualisiert.

### Methodik und zentrale Annahmen

Die Ausbauszenarien zu der Erneuerbaren Energien im Stromsektor wurden mit dem vom DLR<sup>5</sup> entwickelten und für diese Untersuchung grundlegend aktualisierten Modell ARES (Ausbau Regenerativer Energiesysteme) abgebildet.

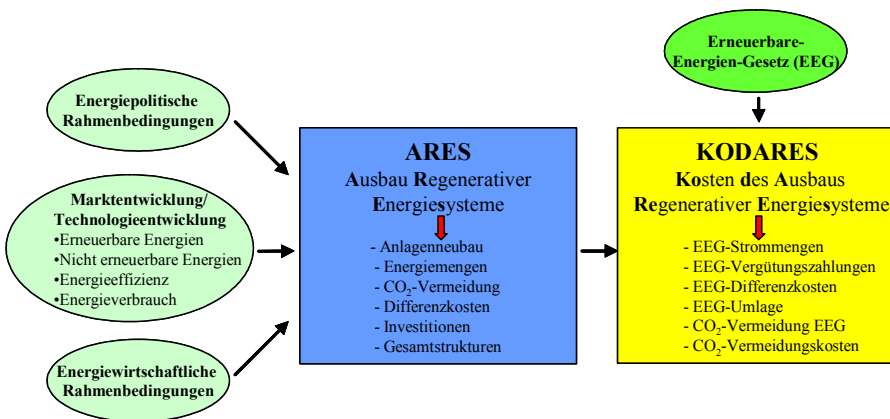
Die mit ARES für drei Szenarien (Basisszenario, untere und obere Variante) ermittelten Mengengerüste (installierte Leistungen, erzeugte Strommenge) werden für die Bilanzierung der finanziellen Auswirkungen (EEG-Vergütungszahlungen, resultierende Differenzkosten, Haushaltsbelastungen durch die EEG-Umlage) mit dem vom ZSW entwickelten Modell KODARES (Kosten des Ausbaus Regenerativer Energiesysteme) verknüpft. Die Verbindung von ARES und KODARES zeigt schematisch Bild 1.

Bernd Wenzel  
Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE)  
Bertholdstr. 24  
14513 Teltow

bwenzel@ifne.de

<sup>5</sup> Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart

**Bild 1:** Zusammenwirken der Modelle ARES und KODARES



Quelle: BMU (2006)

Zusätzlich wurden folgende, generelle Annahmen getroffen:

- Die Regelungen des EEG in der Fassung vom 31. Juli 2004 bestehen bis zum Jahr 2020 in unveränderter Form fort.
- Strom aus Anlagen, für den grundsätzlich ein Anspruch auf Vergütungszahlungen besteht, wird nur dann nach EEG vergütet, wenn der am Markt erzielbare Strompreis geringer ist als die EEG-Vergütung.
- Die Umrechnung der im Gesetz in jeweiligen Preisen angegebenen (nominalen) Vergütungssätze auf die Preisbasis 2005 (reale Preise) erfolgt unter der Annahme einer durchschnittlichen allgemeinen Inflationsrate von 1,5 % pro Jahr.

Zusätzliche speziellere Annahmen werden in den jeweiligen Themenbereichen genannt.

## Ausbau erneuerbarer Energien

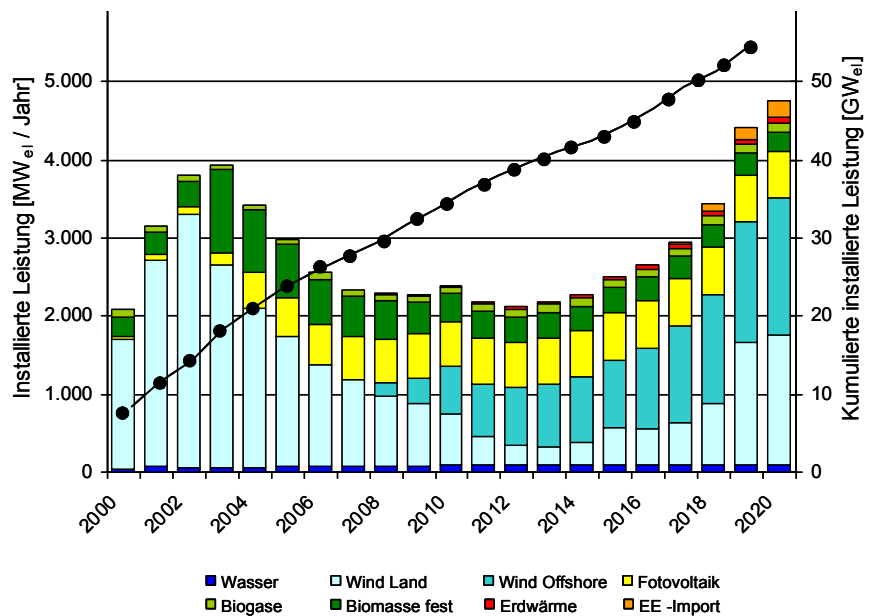
Das für die weiteren Überlegungen zentrale Basisszenario zum Ausbau der Stromerzeugung aus EE geht von der Annahme aus, dass die Rahmenbedingungen des EEG in der jetzigen Form erhalten bleiben, bis der überwiegende Teil der EE-Technologien unter den dann herrschenden marktwirtschaftlichen Bedingungen weitgehend konkurrenzfähig ist. Die jetzigen Wachstumstendenzen der Einzeltechnologien kön-

nen also aus energiepolitischer und unternehmerischer Sicht über einen längeren Zeitraum erhalten bleiben. Zusätzlich wurde eine Bandbreite des zukünftigen EE-Zubaues ermittelt, worin grundsätzliche Unsicherheiten zum Ausdruck kommen, die insbesondere durch die derzeit sehr hohe Wachstumsdynamik in einzelnen EE-Märkten bedingt ist. Das Alternativszenario „obere Variante“ kennzeichnet optimale energiepolitische Rahmenbedingungen, wie klarer politischer Konsens zum

Ausbau von EE, gutes Investitionsklima, breite europäische Initiativen zum EE-Ausbau, wirksamere Klimapolitik. Beim zweiten Alternativszenario „untere Variante“ wird dagegen von sich eher verschlechternden Rahmenbedingungen wie z.B. Verunsicherungen durch einen diskutierten Umstieg auf andere Förderinstrumente, andere energiepolitische Schwerpunktsetzungen, wenige europäische Initiativen, Stagnation bei der Weiterentwicklung klimapolitischer Instrumente ausgegangen. Eine Gegenüberstellung aller Szenarien zeigt Tab.1.

Im Basisszenario wächst die EE-Stromerzeugung auf 85 TWh in 2010 und auf 151 TWh in 2020. Die dafür jährlich zu installierende Leistung an EE-Technologien können Bild 2 entnommen werden. Die Darstellung berücksichtigt auch den (teilweisen) Ersatzbedarf der bereits bestehenden Anlagen und Repowering-Maßnahmen bei Wind bzw. Leistungserhöhungen durch Modernisierungen (z.B. Wasserkraft). Die kumulierte Leistung aller EE-Anlagen steigt von ca. 26 GW<sub>el</sub> in 2005 über 35,8 GW<sub>el</sub> in 2010 auf 56,5 GW<sub>el</sub> in 2020. Die mittlere Auslastung aller

**Bild 2:** Jährlich zu installierende Leistung nach einzelnen EE-Technologien in MW<sub>el</sub>/a bis 2020 im Basisszenario



Quelle: BMU (2006)

EE-Anlagen erhöht sich leicht von derzeit 2.300 h/a auf 2.700 h/a. Die jährlich zu installierende Leistung in den EE-Technologiesparten des Basisszenarios zeigt Bild 2.

Der Beitrag der EE zur Stromversorgung steigt demnach auf Basis des Bruttostromverbrauchs nach Energiereport IV auf 14,4 % in 2010 und 25,5 % in 2020.

## Wasserkraft

Die Wasserkraft wird nahe an ihre in BMU (2004) erläuterten Potenzialgrenzen ausgebaut. Ausgehend vom Wert 2004 (21 TWh) steigt die Stromerzeugung im Normaljahr auf 22,8 TWh in 2010 und auf 24,5 TWh in 2020. Damit ist das ermittelte Zusatzpotential in 2020 zu 85% ausgeschöpft.

## Windenergie

Für die Windenergie werden die Angaben nach Rehfeldt (2005) verwendet. Danach kann für die Entwicklung an Land unter Berücksichtigung restriktiver Abstandempfehlungen in einigen Bundesländern und mit Einschränkungen bei der Erhöhung der Nabenhöhe beim Repowering von einem Anstieg der Leistung bis 2010 auf 23.000 und bis 2020 auf 23.600 MW ausgegangen werden.

Für Windenergienutzung auf See wird von einer eher verzögernden Entwicklung ausgegangen – beginnend in 2007 und mit einer installierten Leistung in 2010 von 1.100 MW - die sich dann aber verstetigt, dabei in 2015 einen Wert von 5.000 MW und in 2020 von 12.000 MW erreicht.

Mit mittleren Volllaststunden für Anlagen an Land von 1.700 h/a (2020: 1.750 h/a) und für Offshore-Anlagen von 3.500 h/a (2020: 3.600 h/a) beträgt die potentielle Stromerzeugung aus Windkraft im Jahr 2020 für das Basisszenario rund 82 TWh/a.

## Photovoltaik

Die Photovoltaik hatte in den letzten Jahren ein rasantes Wachstum zu ver-

Tab. 1: Vergleich der Ausbauszenarien

Stromerzeugung [TWh]	untere Variante		Basisszenario		obere Variante	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020
Wasserkraft	22,5	23,3	22,7	24,5	22,8	25,1
Windenergie	41,4	81,8	41,4	81,8	42,6	97,8
Photovoltaik	3,2	8,1	3,4	9,3	3,8	12,4
Biomasse, gesamt	14,5	20,8	14,6	26,2	15,1	27,2
Geothermie	0,2	2,0	0,3	3,5	0,4	5,9
<b>Gesamt Inland I</b>	<b>81,7</b>	<b>136,1</b>	<b>82,4</b>	<b>145,2</b>	<b>84,6</b>	<b>168,4</b>
Europäischer Stromverbund	0,0	0,0	0,0	2,3	0,0	4,1
Biogener Abfall	2,4	2,8	2,8	4,0	3,3	5,0
<b>Gesamt Inland II</b>	<b>84,1</b>	<b>138,9</b>	<b>85,2</b>	<b>151,4</b>	<b>87,8</b>	<b>177,4</b>

Install. Leistung [MW]	untere Variante		Basisszenario		obere Variante	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020
Wasserkraft	4.806	4.980	4.858	5.237	4.874	5.381
Windenergie	24.100	35.600	24.100	35.600	24.794	41.600
- davon an Land	23.000	23.600	23.000	23.600	23.544	26.600
- davon Off-Shore	1.100	12.000	1.100	12.000	1.250	15.000
Photovoltaik	3.856	8.743	4.136	9.973	4.696	13.403
- davon Dächer, Fassaden	3.393	7.869	3.640	8.976	4.132	12.063
- davon Freiflächen	463	874	496	997	564	1.340
Biomasse, gesamt	2.612	3.551	2.637	4.493	2.705	4.532
- davon Biomasse fest	1.469	1.861	1.469	2.290	1.537	2.220
- davon Biomasse gas+flüssig	1.143	1.690	1.168	2.203	1.168	2.312
Geothermie	35	305	55	530	65	910
Import	0	0	0	535	0	920
<b>Gesamt</b>	<b>35.409</b>	<b>53.179</b>	<b>35.786</b>	<b>56.368</b>	<b>37.134</b>	<b>66.746</b>

zeichnen. Ende 2005 betrug die installierte Leistung etwa 1.400 MW<sub>p</sub>, davon wurden allein in 2005 etwa 600 MW<sub>p</sub> errichtet. Eine Fortsetzung dieser Entwicklung in Deutschland (durchschnittliches Marktwachstum im Zeitraum 1995 - 2005 rund 34 % pro Jahr) ist über einen längeren Zeitraum nicht wahrscheinlich. Für die Etablierung einer global konkurrenzfähigen deutschen Produktion sind diese hohen Wachstumsraten auf Dauer auch nicht erforderlich. Allerdings sind **globale Wachstumsraten** zwischen 25 – 30 %/a über mindestens ein weiteres Jahrzehnt aufrecht zu erhalten, damit die Lernkurven in einem zeitlich vernünftigen Rahmen durchlaufen werden können. Für **Deutschland** wird deshalb von einem stabilen aber **nicht mehr deutlich weiter wachsenden** Markt ausgegangen.

Im Basisszenario stagniert das jährliche Marktvolumen bei 600 MW<sub>p</sub>/a. Im Jahr 2010 sind dann 4.100 MW<sub>p</sub> installiert, in 2020 rund 10.000 MW<sub>p</sub>. Die Stromproduktion liegt dann bei 9,3 TWh. Die Bandbreite wird durch eine Begrenzung des zukünftigen Marktvolumens auf 500 MW<sub>p</sub>/a einerseits und ein Anwachsen bis auf 900 MW<sub>p</sub>/a andererseits markiert.

## Biomasse

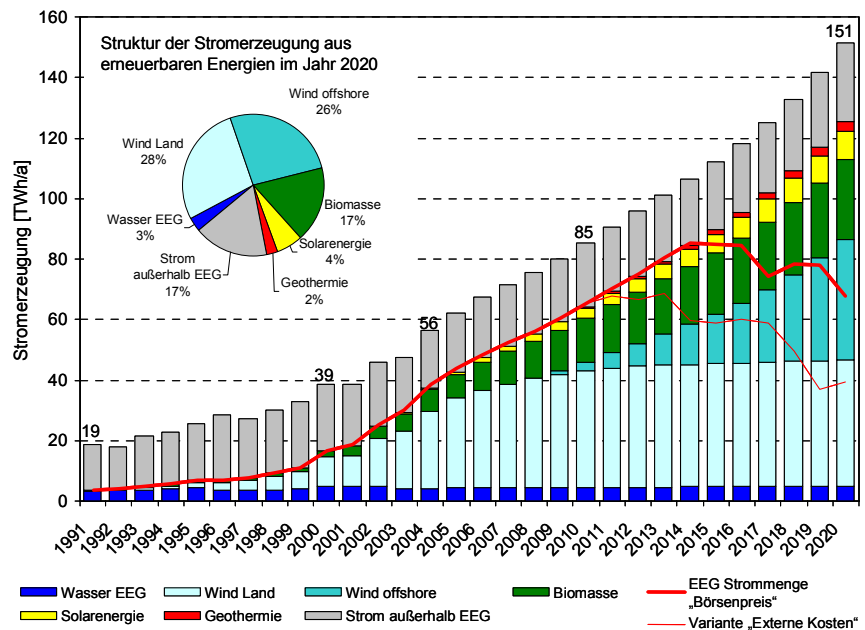
Bei der Nutzung von Biomasse wurde, neben den bereits in BMU (2004) erarbeiteten Wachstumsvorstellungen u. a. auch eine Einschätzung des Instituts für Energetik und Umwelt vom April 2005 herangezogen<sup>6</sup>. Hiernach wird insgesamt die Entwicklung im Biogasbereich als sehr dynamisch angenommen, insbesondere durch Mitnutzung

<sup>6</sup> Thrän (2005)

von nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo). Im Bereich fester Biomasse bleibt diese - bei ebenfalls weiterem Wachstum - etwas dahinter zurück. Gleichzeitig werden nach 2010 Möglichkeiten einer verstärkten Mitverbrennung von Biomasse in Kohlekraftwerken und eine stärkere thermische Nutzung biogenen Abfalls gesehen. Die Hauptgründe dafür sind das Ende der Übergangsfrist der „Technischen Anleitung Siedlungsabfall“ und nach 2010 ein umfangreicherer CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandel. Tendenziell wird diesen Überlegungen gefolgt, gleichzeitig werden jedoch die früher ermittelten Begrenzungen<sup>7</sup> der im Zeitraum bis 2020 verfügbaren Anbauflächen aufgegriffen. Wird hierbei zugrunde gelegt, dass der größte Teil der (begrenzten) Anbaufläche (in 2020 insgesamt 1,1 Mio. ha) für die Produktion von Kraftstoffen reserviert ist, so verbleiben in 2020 noch rund 100.000 ha für Energiepflanzen zur stationären Nutzung, die allerdings bis 2050 auf 650.000 ha anwachsen können. Bei der Nutzung fester Biomasse wird in stark steigendem Maße Waldrestholz eingesetzt, da industrielles Restholz bereits heute weitgehend genutzt wird.

Somit erhält man für die **Stromerzeugung aus fester Biomasse** einen Wert von 8,7 TWh in 2010 und von 13,7 TWh in 2020. Zusätzlich steigt die Stromproduktion aus biogenen Abfällen und nach 2010 aus der Mitverbrennung auf 2,8 TWh in 2010 und 4 TWh/a in 2020. Die Werte im Basisszenario für **gasförmige und flüssige Biomasse einschließlich Klär- und Deponiegas** lauten 5,9 TWh in 2010 und 12,5 TWh in 2020. Dies erfordert zusätzlich zur Verwertung landwirtschaftlicher Reststoffe eine Nutzung von rund 250.000 ha Anbaufläche. Die Bandbreite der Szenarien ergibt sich aus der zur Verfügung stehenden Anbaufläche. Bei Einhaltung der Naturschutzrestriktionen erhält man in 2020 eine Stromproduktion von 9,5 TWh, bei weiterer Lo-

**Bild 3:** Beitrag Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung (Basisszenario)\*



\* Die Ergebnisse für 2005 sind nach aktuellem Stand mit 62,5 TWh höher als in der Projektion

Quelle: BMU (2006)

ckerung ergibt sich ein Wert von 13,3 TWh.

Der gesamte Beitrag der Biomasse - einschließlich der Nutzung des biogenen Abfalls - wächst im Basisszenario somit auf 17,4 TWh in 2010 und auf 30,2 TWh in 2020.

### Geothermie

Der Ausbau der Stromerzeugung aus Geothermie wird vorsichtig eingeschätzt. Es wird von einer erfolgreichen Demonstration der derzeit geplanten Anlagen und einem Einstieg in den kommerziellen Betrieb ausgegangen. Dabei stehen Anlagen zur Nutzung hydrothermalen Geothermie auf absehbarer Zeit im Vordergrund. Die Szenarienwerte liegen für 2010 bei 0,3 TWh und in 2020 bei 3,5 TWh. Bis 2020 sind 530 MW<sub>el</sub> Geothermie-Leistung installiert.

### Import von EE-Strom

Auch für den Import von EE-Strom aus einem europäischen Stromverbund (z.B. aus solarthermischen Kraftwerken oder Windparks) werden bis 2020 Aus-

sagen gemacht, da unterstellt wird, dass die angestrebte Entwicklung im EE-Strombereich mittelfristig nicht ohne eine derartige europäische Vernetzung auskommt. Für die Erreichung des Mindestziels nach dem EEG (20% Anteil am Bruttostromverbrauch im Jahr 2020) ist dieser Beitrag allerdings nicht erforderlich. Der Import wird - beginnend etwa in 2017 - in 2020 mit 2,3 TWh angenommen, entsprechend 535 MW<sub>el</sub>.

Die Gesamtentwicklung des Basisszenarios zeigt Bild 3.

### Finanzielle Wirkungen des EEG

Zur Berechnung der durch das EEG entstehenden Differenzkosten (Mehrkosten) sind zwei Einflussgrößen von zentraler Bedeutung. Zum einen sind dies die insgesamt anfallenden Vergütungszahlungen an Betreiber von EE-Anlagen und zum anderen die abzuziehenden (vermiedenen) Kosten für den verdrängten Strom aus konventioneller Erzeugung.

<sup>7</sup> BMU (2004)

## Annahmen zur Berechnung der Vergütungszahlungen

Für die Höhe der gesamten Vergütungszahlungen nach EEG im Zeitablauf ist - neben der Entwicklung des Anlagenzubaues - auch der Ersatz von Altanlagen bzw. die korrespondierenden Inbetriebnahmejahre von Bedeutung. Die Altersstruktur wird entsprechend der erwarteten Nutzungsdauern der Anlagen abgebildet, die für Wasserkraftanlagen mit 40 Jahren, für die übrigen Technologien einheitlich mit 20 Jahren angesetzt werden.

Darüber hinaus ist es sinnvoll, die erwartete Entwicklung der Vergütungszahlungen anhand einer begrenzten Zahl von typischen Referenzanlagen zu verdeutlichen. Der besseren Nachvollziehbarkeit dient auch, dass die Eigenschaften dieser Anlagen über den Betrachtungszeitraum konstant gehalten werden.

### Wasserkraft

Im Unterschied zu den übrigen Sparten unterliegen die Vergütungssätze für Strom aus Wasserkraft im Leistungsbe- reich bis 5 MW keiner Degression und werden über 30 Jahre gewährt. In den Ausbauszenarien wird nach Wasserkraftanlagen mit Leistungen bis und über 1 MW unterschieden. Für den unteren Leistungsbereich wird deshalb angenommen, dass die Anlagen weitaus überwiegend eine Leistung von weniger als 500 kW aufweisen, so dass für Neuanlagen von dem (im Zweifel etwas zu hohen) Vergütungssatz nach § 6 Absatz 1 Nr. 1 ausgegangen wird.

Im Leistungsbereich über 1 MW Leistung dürften künftig auch einige Anlagen die Vergütung nach EEG in Anspruch nehmen, die entsprechend § 6 Absatz 2 EEG erneuert wurden. Die vergütungsrelevanten Leistungen dieser Anlagen sind derzeit nicht abzusehen, ihre Anzahl dürfte jedoch vergleichsweise begrenzt sein, weil insbesondere die Anforderung des § 6 Absatz 2 Nr. 2 EEG (Erhöhung des elektrischen Arbeitsvermögens um mindestens 15 %)

vermutlich nur in wenigen Fällen erfüllbar ist.

### Windenergie

Für Windenergieanlagen an Land wird angenommen, dass die erreichbaren mittleren Volllastbenutzungsstunden dazu führen, dass über einen Zeitraum von 16 Jahren der Anspruch auf die erhöhte Anfangsvergütung besteht, die in den verbleibenden 4 Jahren auf die Basisvergütung gesenkt wird. Mit dieser Vereinfachung wird also auf eine Differenzierung der Vergütungszahlungen nach unterschiedlichen Standortqualitäten verzichtet.

Weiterhin wird vergütungsseitig auf eine explizite Berücksichtigung des sog. Repowerings von Anlagen verzichtet, weil dies im Vergleich zum sonstigen Geschehen im Windbereich einerseits von untergeordneter Bedeutung sein dürfte, zum anderen weil die Vergütungssätze hier niedriger liegen als bei den übrigen Anlagen, was in sofern in Bezug auf die Höhe der Vergütungszahlungen eine konservative Annahme darstellt.

Für Offshore-Windenergieanlagen wird als Referenzstandort ein Standort innerhalb einer Entfernung von 12 Seemeilen zur Küstenlinie angenommen, für den sich nach § 10 Absatz 3 EEG eine Laufzeit der erhöhten Anfangsvergütung von 12 Jahren ergibt.

### Photovoltaik

Für die Stromerzeugung aus Photovoltaik nach § 11 EEG wird in den Ausbauszenarien die - auch vergütungsrelevante - Unterscheidung zwischen gebäudemontierten Anlagen (im Sinne von § 11 Absatz 2 EEG) und sonstigen Anlagen (auf Freiflächen) vorgenommen. Für die Höhe der Vergütung im ersten Anwendungsbereich werden dachmontierte Anlagen mit einer Leistung von maximal 30 kW angenommen. Die EEG-Vergütung beträgt 54,5 Cent/kWh (2005) und sinkt entsprechend der gesetzlichen Vorgaben für Neuanlagen jährlich um 5 %.

Für den zweiten Anwendungsbereich werden Freiflächenanlagen angesetzt, für die die Grundvergütung in Höhe von 42,7 Cent/kWh (2005) gezahlt wird. Die erste Absenkung von 5 % fand zum 1.1.2005 statt, für die Folgejahre beträgt sie 6,5 % jährlich. Der Anteil der Freiflächenanlagen an der Gesamterzeugung aus Photovoltaik liegt zwischen 10 und 15 %.

### Biomasse

Das EEG enthält in § 8 detaillierte Regelungen zur Vergütung von Strom aus Biomasse. In sofern ist eine Präzisierung der Ausbauszenarien nach Anlagen- größen, Technologien und eingesetzten Brennstoffen erforderlich. Dies gilt insbesondere für Neuanlagen.

#### *Feste Biomasse*

Die Verstromung fester Biomasse (v. a. Holz) wird durch vier Referenzsysteme abgebildet: Altholz der Kategorien III/IV wird entsprechend der Biomasseverordnung zum EEG in Anlagen mit einer Leistung von 20 MW<sub>e</sub> eingesetzt<sup>8</sup>. Mögliche Veränderungen der Leistung künftiger Anlagen werden nicht betrachtet, weil aufgrund der deutlichen Absenkung der Vergütungssätze (auf 3,78 Cent/kWh) für Anlagen, die nach dem 30.6.2006 in Betrieb gehen, entsprechend des Ausbauszenarios nicht mit einem nennenswerten weiteren Zubau zu rechnen ist. Für die Stromerzeugung wird davon ausgegangen, dass 10 % in Kraft-Wärme-Kopplung erfolgen<sup>9</sup>, für die der entsprechende Bonus in Höhe von 2 Cent/kWh gewährt wird.

Die Vergütungshöhe für Strom aus Altholz der Kategorien I und II sowie Waldrestholz wird über eine Anlage mit einer installierten Leistung von 5 MW<sub>e</sub> abgebildet. Aufgrund der geringeren Leistung dieser Anlagen dürfte es möglich sein, einen größeren Anteil des

<sup>8</sup> BMU (2005)

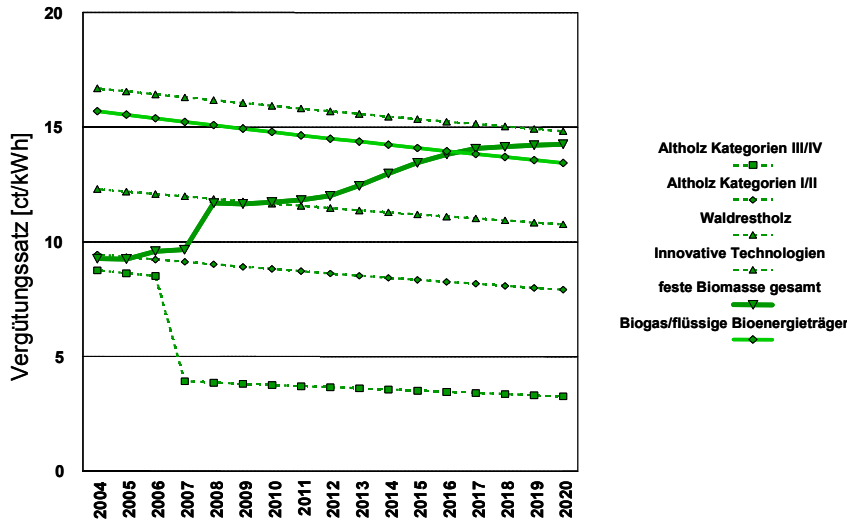
<sup>9</sup> Der Prozentsatz von Heizkraftwerken am Anlagenbestand ist deutlich höher, jedoch werden sie i. d. R. stromgeführt betrieben und erzeugen nur zeitweise Strom in Kraft-Wärme-Kopplung.

**Tab.2:** Struktur der Stromerzeugung aus Biomasse-Neuanlagen in verschiedenen Jahren (Anlagenzubau)

	Altholz Kategorien III/IV	Altholz Kategorien I/II	Waldrestholz	Innovative Technologien	gesamter Zuwachs (TWh)
2004	83,5%	2,5%	14,0%	0%	1,12
2010	0%	9,2%	82,5%	8,3%	0,47
2020	0%	0,6%	12,2%	87,2%	0,32

Quelle: BMU (2006)

**Bild 4:** Entwicklung der Vergütungssätze für die Stromerzeugung aus Biomasse nach Inbetriebnahmejahren in jeweiligen Preisen



Quelle: BMU (2006)

Stroms in Kraft-Wärme-Kopplung zu produzieren, so dass hier von einem Anteil von 20 % ausgegangen wird, der bis 2020 auf 40 % steigt. Darüber hinaus erhöht sich der Anteil der Verbrennung von Waldrestholz (Bonus nach § 8 Absatz 2 von 6 Cent/kWh für den Leistungsanteil bis 500 kW<sub>e</sub> und 2,5 Cent/kWh für den Leistungsanteil bis 5 MW<sub>e</sub>) von 85 % auf 95 %.

Bei der dritten Kategorie handelt es sich um innovative Verfahren im Sinne von § 8 Absatz 4. Für die Referenzanlage wird dementsprechend eine vergleichsweise kleine Anlage Leistung von 1 MW<sub>e</sub> angesetzt. Der Anteil der Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung steigt in dieser Kategorie von 40 % auf 50 % im Jahr 2020. Als Brennstoff wird ausschließlich Waldrestholz genutzt.

### Biogas / flüssige Bioenergieträger

Als Referenz wurde für Biogasanlagen sowie die Stromerzeugung aus flüssigen Energieträgern – die künftig jedoch nicht ins Gewicht fallen dürfte – von einer Anlagenleistung von 400 kW<sub>e</sub> ausgegangen, die in etwa der durchschnittlichen Leistung der im Jahr 2005 in Betrieb genommenen Anlagen entspricht<sup>10</sup>. Von der Stromerzeugung basieren 85 % auf nachwachsenden Rohstoffen (sog. NawaRo, Bonus 6 Cent/kWh) und 5 % werden in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt (Bonus 2 Cent/kWh). Entsprechend der im EEG vorgesehenen Degression sinkt die Grundvergütung für Neuanlagen um jährlich 2 %, während die Boni in unveränderter Höhe gewährt werden.

Zu beachten ist, dass sich entsprechend der Ausbauszenarien (verstärkter

<sup>10</sup> BMU (2005)

Einsatz nachwachsender Rohstoffe und innovativer Technologien sowie Trend zu kleineren KWK-Anlagen) die Struktur der Stromerzeugung aus Biomasse-Neuanlagen verändert (Tab. 2).

Dies führt dazu, dass zwar die Vergütungssätze für die einzelnen Anwendungsbereiche entsprechend der im EEG vorgesehenen Degression abnehmen, für die festen Bioenergieträgern insgesamt jedoch von durchschnittlich 9,27 Cent/kWh auf 14,28 Cent/kWh in 2020 steigt. Diesen Effekt zeigt Bild 4.

### Deponie- und Klärgasanlagen

Für die Stromerzeugung aus Deponie- und Klärgasanlagen wird eine durchschnittliche Vergütung nach § 7 EEG angesetzt, die der Leistungsklasse bis 500 kW<sub>e</sub> entspricht. Denn auch für die Zukunft ist kaum davon auszugehen, dass größere Anlagen in Betrieb genommen werden.

### Geothermie

Für die geothermische Stromerzeugung sieht das EEG lediglich eine Differenzierung nach der Anlagenleistung vor. Weil es auf absehbare Zeit fraglich erscheint, dass große Anlagen über 5 MW<sub>e</sub> Leistung realisiert werden, wird davon ausgegangen, dass alle Anlagen die bis zu dieser Leistung geltende maximale Vergütung von 15 Cent/kWh in Anspruch nehmen können.

### Anlegbare Preise für verdrängten, konventionell erzeugten Strom

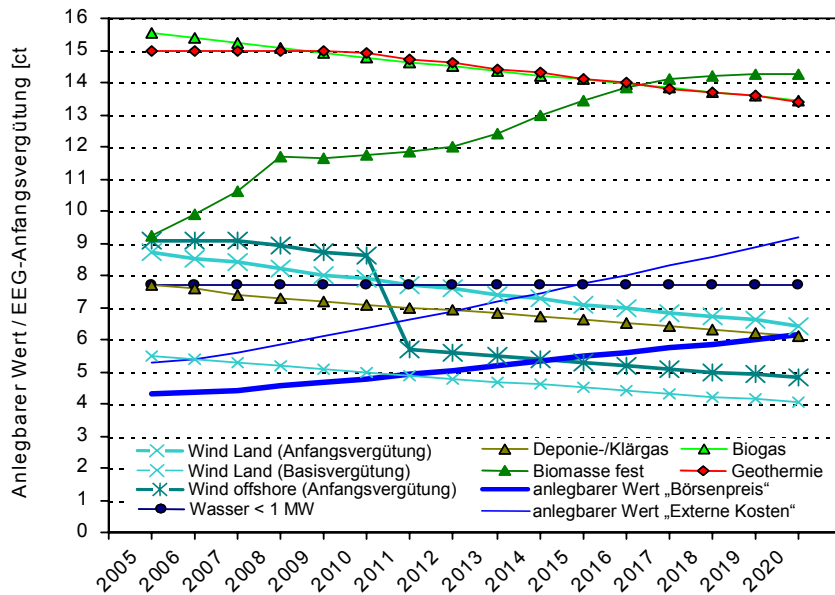
Die erwarteten Handelspreise für Strom nähern sich in der **unteren Preisvariante** „Börsenpreis“ wegen des Ersatzbedarfs im Kraftwerkspark bis 2010 sukzessive den langfristigen Grenzkosten neuer Kraftwerke an und steigen von 2,9 Cent/kWh (mittlerer Börsenpreis Spotmarkt 2004) auf real 4,4 Cent<sub>2005</sub>/kWh in 2010. Danach wird nur noch ein moderater weiterer Anstieg von 0,8 – 1,2 %/a unterstellt, so dass für das Jahr 2020 von 4,9 Cent<sub>2005</sub>/kWh auszugehen ist. Im

**Tab. 3:** Anlegbare Strompreise für EE-Strom (in Preisen von 2005)

Preisvariante [Cent/kWh]	2005	2010	2020
Börsenpreis	4,3	4,4	4,9
Externe Kosten	5,3	5,9	7,3

Quelle: BMU (2006)

**Bild 5:** Entwicklung des anlegbaren Strompreises in Jeweiligen Preisen (nominal) für EEG-Strom und der EEG-Vergütungssätze im Jahr der Inbetriebnahme



Quelle: BMU (2006)

Sinne eines konservativen Bewertungsansatzes sind dabei die zu erwartenden vermiedenen Netznutzungsentgelte durch die Stromeinspeisung aus EE nicht berücksichtigt.

Im **oberen Preisfad** „Externe Kosten“ wird - gegenüber der unteren Variante **zusätzlich** - aufgrund steigender Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate<sup>11</sup> sowie wachsenden Brennstoffpreisen mit einem stärkeren Anstieg der Strompreise - bis zu 1,4 Cent<sub>2005</sub>/kWh im Jahr 2020

- gerechnet. Die gegenüber den EE auch dann noch deutlich höheren externen Kosten der konventionellen Stromerzeugung wurden außerdem pauschal mit einem relativ geringen Aufschlag von zusätzlich 1,0 Cent<sub>2005</sub>/kWh in Ansatz gebracht<sup>12</sup>. Diese obere Strompreisvariante folgt damit einer volkswirtschaftlich orientierten Betrachtung. Eckpunkte zur Preisentwicklung zeigt Tab 3. Die während der Bearbeitung der Studie stark gestiegenen Preise an der Strombörse spiegeln zwischenzeitlich eher die Preisannahmen der oberen Preisvariante wieder.

In Bild 5 sind dem Anstieg des anlegbaren Strompreises die sinkenden EEG-Vergütungen für Neuanlagen gegenübergestellt. Danach kommt es in der Variante „Börsenpreis“ erst im Jahr 2015 zu einem **Schnittpunkt** des an-

legbaren Wertes mit den Vergütungssätzen für **neu** in Betrieb genommene Offshore-Windenergieanlagen, während es in der oberen Preisvariante bereits von Anfang an der Fall ist. Für Windenergieanlagen an Land gilt dies während des Betrachtungszeitraumes in denjenigen Fällen, in denen die niedrigere Endvergütung bereits zum Tragen kommt. Diese würden in der oberen Preisvariante bereits 2006, in der unteren Preisvariante um 2011 wirtschaftlich werden.

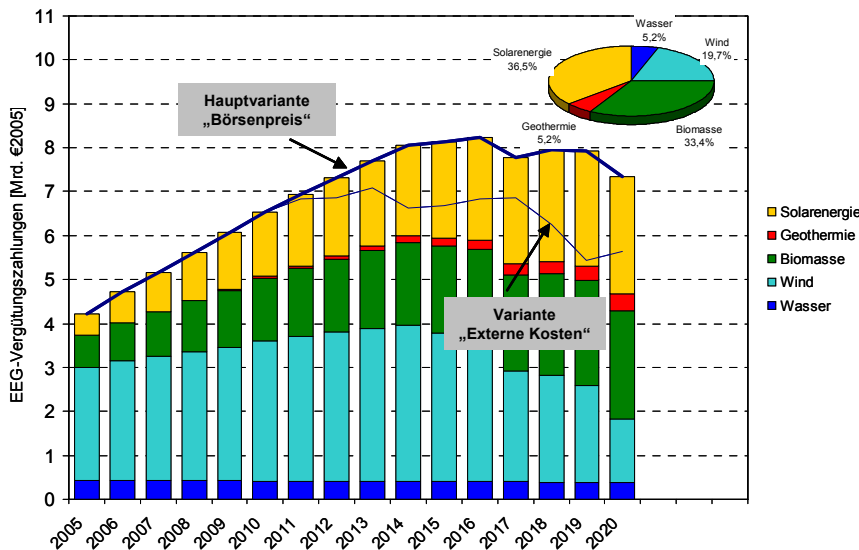
### EEG-Vergütungszahlungen

In der unteren Variante „Börsenpreis“ in Verbindung mit den in Bild 5 gezeigten Entwicklungen werden bis 2020 noch etwa 55 % der gesamten **EEG-relevanten Strommenge** von 125 TWh nach dem EEG vergütet. In der oberen Variante „Externe Kosten“ sogar nur noch etwa 30 %. In beiden Fällen ist praktisch die gesamte Stromerzeugung aus Offshore-Windenergieanlagen nicht mehr auf die EEG-Förderung angewiesen, weil 90 % des Stromzuwachses aus diesen Anlagen nach dem Jahr 2010 erfolgt, wofür nach den geltenden gesetzlichen Regelungen kein Anspruch auf erhöhte Anfangsvergütung besteht. Aber auch für gut 40 % der Stromerzeugung aus Wind an Land liegt dann der angesetzte Börsenpreis unterhalb der EEG-Vergütung. Von der gesamten Stromerzeugung aus Wind im Jahr 2020 (82 TWh) werden dann noch 24 TWh oder 29 % nach EEG vergütet. Für den angesetzten Mix der übrigen Sparten gilt, dass - von wenigen Ausnahmen abgesehen - die Wettbewerbsfähigkeit erst nach dem Ende der zweiten Dekade erreicht. Diese Kostenbetrachtung impliziert die Hypothese, dass im jeweiligen Betrachtungsjahr Anlagen mit EEG-Vergütungssätzen unterhalb des anlegbaren Wertes aus dem EEG ausscheiden und der Strom am freien Strommarkt abgesetzt wird. Es ist jedoch keineswegs sichergestellt, dass dies in der Praxis in vollem Umfang bzw. zu den entsprechenden Preisen möglich ist. Dies gilt

<sup>11</sup> Der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis steigt im Modell bis auf 30 €<sub>2005</sub>/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2020. Derzeit ist der Markt für CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte noch sehr volatil und wenig liquide. Nachdem der Preis für CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte bereits bei 30 EUR/t CO<sub>2</sub> gelegen hat, kam es Ende April zu einem Absturz der Preise. Anfang Mai lag der Preis bei etwa 13 Euro / t CO<sub>2</sub>. Eine Abschätzung der zukünftigen Entwicklung unterliegt daher großen Unsicherheiten. Insgesamt kann aufgrund abnehmender Emissionsberechtigungen aber mit steigenden Preisen gerechnet werden.

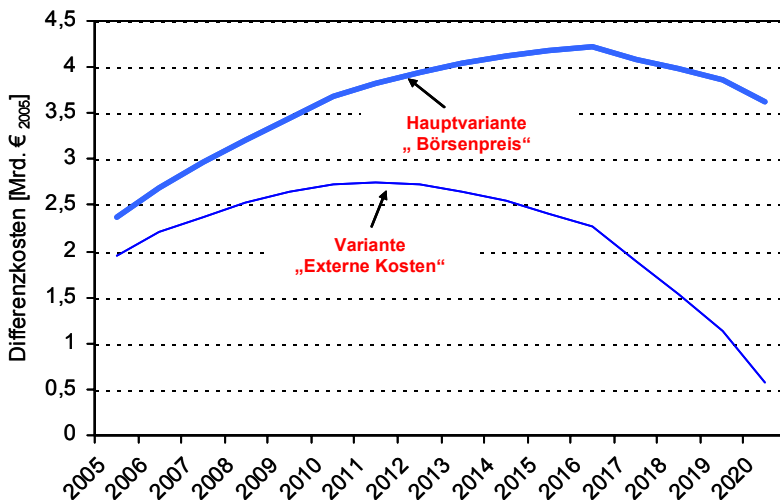
<sup>12</sup> ExternE (2005); Enquete (2002)

**Bild 6:** Entwicklung der EEG-Vergütungszahlungen (Basisszenario)



Quelle: BMU (2006)

**Bild 7:** Entwicklung der Differenzkosten der EEG-relevanten Stromerzeugung im Basisszenario



Quelle: BMU (2006)

speziell für fluktuierende Strombereitstellung aus Wind.

Die **EEG-Vergütungszahlungen** steigen bis zum Jahr 2016 im Basisszenario auf max. 8,2 Mrd. €<sub>2005</sub> („Börsenpreis“) bzw. 7,1 Mrd. €<sub>2005</sub> in 2013 („Externe Kosten“) und gehen danach auf 7,3 Mrd. €<sub>2005</sub> bzw. 5,6 Mrd. €<sub>2005</sub> zurück. Die Bandbreite zwischen unteren und oberen Ausbauszenario für die untere Preisvariante beträgt 7,7 bis 9,3 Mrd. € im Maximum und fällt auf 6,3 bis 8,8 Mrd. € in 2020. Deutlich er-

kennbar sind in Bild 6 die wachsenden Vergütungsanteile insbesondere für Strom aus Solarer Strahlungsenergie und Biomasse, auf die im Jahr 2020 rund 70 % des gesamten EEG-Vergütungsvolumens entfallen. Der starke Rückgang der Vergütungszahlungen für Strom aus Wind kommt deshalb insgesamt nicht allzu sehr zum Tragen. In der Variante „Externe Kosten“ ist die relative Bedeutung der Stromerzeugung aus Sonnenenergie noch größer, weil hier auch ein nen-

nenswerter Anteil der biogenen Stromerzeugung wirtschaftlich wird.

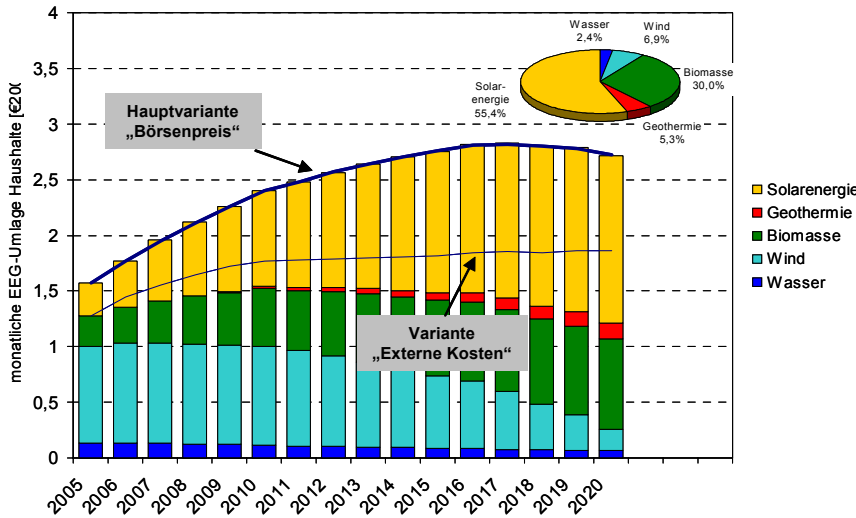
## Volkswirtschaftliche Differenzkosten

Volkswirtschaftlich gesehen ist nicht allein die Höhe der gesamten EEG-Vergütungszahlungen entscheidend, sondern die effektiven Mehrkosten, so genannte Differenzkosten, die gegenüber einem Strombezug aus konventioneller Erzeugung entstehen. Von den EEG-Vergütungszahlungen sind also die vermiedenen konventionellen Stromerzeugungskosten abzuziehen. Dabei wird die gesamte Stromerzeugung der **EEG-relevanten Anlagen** berücksichtigt, also jener Anlagen, für die nach den Regelungen des EEG ein Anspruch auf Vergütung besteht, unabhängig davon, ob dieser auch eingelöst wird. In sofern können sich für einzelne Sparten auch negative Differenzkosten ergeben, d.h. der anlegbare Strompreis übersteigt die Stromgestehungskosten bzw. die Höhe der entsprechenden EEG-Vergütungssätze.

Bild 7 zeigt dazu die saldierten Differenzkosten für die gesamte Stromerzeugung aus EEG-relevanten Anlagen. In der Variante „Börsenpreis“ steigen diese von 2,4 Mrd. € im Jahr 2005 auf maximal 4,2 Mrd. €<sub>2005</sub> im Jahr 2016 an und gehen danach auf 3,6 Mrd. €<sub>2005</sub> zurück. Die Bandbreite zwischen oberen und unteren Ausbau-Szenario beträgt im Maximum 3,8 bis 4,9 Mrd. €<sub>2005</sub> und geht bis 2020 auf 3,0 bis 4,4 Mrd. €<sub>2005</sub> zurück. In der oberen Strompreisvariante „Externe Kosten“ betragen die Differenzkosten im Basisszenario im Jahr 2005 etwa 1,9 Mrd. € und steigen nur noch in den nächsten 6 Jahren auf maximal 2,7 Mrd. €<sub>2005</sub> an (Bandbreite 2,6 bis 3,0 Mrd. €<sub>2005</sub>). Danach fallen sie kontinuierlich und gehen gegen Ende des Betrachtungszeitraums auf 0,6 Mrd. € im Basisszenario zurück (Bandbreite 0,1 bis 0,8 Mrd. €<sub>2005</sub>). Dies bedeutet, dass der gesamte Erzeugungsmix aus dieser volkswirtschaftlichen Sicht schon nahezu wirtschaftlich Strom bereitstellt, obwohl ein Teil der

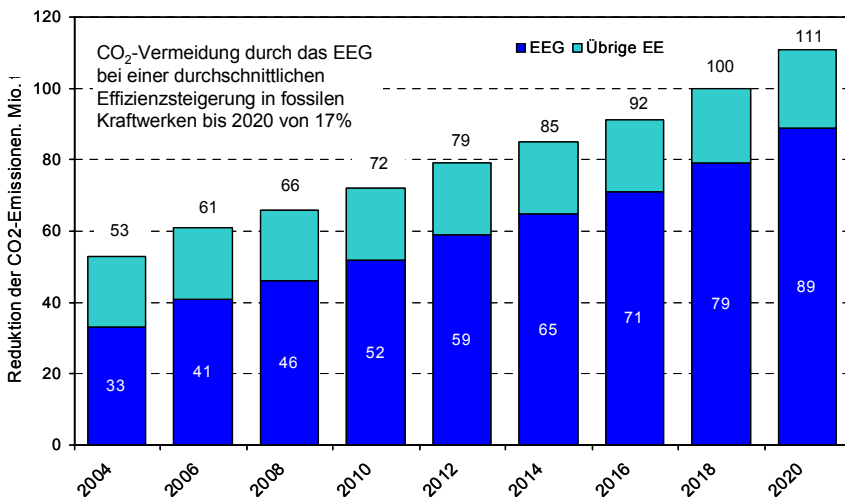


**Bild 8:** Entwicklung der monatlichen EEG-Umlage für einen Durchschnittshaushalt im Basisszenario (Stromverbrauch 3.500 kWh/Jahr)



Quelle: BMU (2006)

**Bild 9:** Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2020 und Anteil des EEG im Basisszenario



Quelle: BMU (2006)

Anlagen durchaus noch positive Differenzkosten aufweist.

### EEG-Umlage

In der Debatte um den Ausbau Erneuerbarer Energien im Strommarkt spielen neben den volkswirtschaftlichen Differenzkosten vor allem auch die individuellen Belastungen der Stromverbraucher eine Rolle, die sich aus dem Umlageverfahren des EEG erge-

ben<sup>13</sup>. Ihre Höhe wird neben den EEG-Vergütungszahlungen und dem anlegbaren Wert für EEG-Strom auch von der Privilegierung für stromintensive Unternehmen nach § 16 EEG beein-

<sup>13</sup> Die EEG-Umlage wird nach § 15 EEG von den Stromversorgern individuell errechnet, da diese bundesweit zwar die gleiche EEG-Strommenge abnehmen müssen (EEG-Quote) aber unterschiedliche Beschaffungspreise für den konventionellen Strombezug (vermiedene Strombezugskosten) aufweisen. Die EEG-Umlage kann man nach folgender Formel berechnen: EEG-Umlage = EEG-Quote × (EEG-Durchschnittsvergütung – vermiedener Strombezugspreis)

flusst. Letzteres wird mit einem pauschalem und zeitlich konstantem Aufschlag von 10 % berücksichtigt, da die Deckelregelung des § 16 mit maximal 10% Mehrkosten für nicht privilegierte Stromkunden durch Begünstigung der stromintensiven Unternehmen seit 2005 zur Anwendung kommt und auch in der Zukunft davon auszugehen ist<sup>14</sup>. Bild 8 zeigt die entsprechende EEG-Umlage exemplarisch für einen typischen Durchschnittshaushalt (Stromverbrauch 3.500 kWh/a).

Insgesamt ist zu erwarten, dass die monatliche EEG-Umlage eines Durchschnittshaushalts in der Preisvariante „Börsenpreis“ von heute etwa 1,60 € (ca. 0,54 Cent/kWh) bis zum Jahr 2017 auf maximal rund 2,80 €<sub>2005</sub>/Monat (0,97 Cent<sub>2005</sub>/kWh) ansteigt und bis 2020 wieder auf rund 2,70 €<sub>2005</sub>/Monat (0,93 Cent/kWh) zurückgeht. In der oberen Preisvariante „Externe Kosten“ stagniert die zusätzliche EEG-Belastung im Bereich von 1,70 bis 1,80 €<sub>2005</sub>/Monat. Der mit 85 % weitaus überwiegende Teil der Umlage entfällt dann analog zu den Vergütungszahlungen auf die Stromerzeugung aus Photovoltaik und innovativer Nutzung von Biomasse. Der Anteil der EEG-Umlage am Haushaltsstrompreis wird dabei im gesamten Zeitraum voraussichtlich 5 % nicht übersteigen.

### Beitrag des EEG zum Klimaschutz

Zentraler Zweck des EEG ist es, mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen. Ein herausgehobenes Ziel ist dabei der Klimaschutz. Deshalb soll auch der Beitrag des EEG zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen dargestellt werden, wie er sich anhand des Basisszenarios ergibt.

<sup>14</sup> Im Koalitionsvertrag zwischen CDU/CSU und SPD ist eine Festschreibung der Umlage für stromintensive Unternehmen auf 0,05 Cent / kWh vereinbart. Sollte das EEG in diesem Sinne geändert werden, fällt der sog. 10%-Deckel weg und die zusätzliche Belastung der nicht privilegierten Stromabnehmer erhöht sich auf etwa 15%.

Die Bilanzierung erfolgt auf der Grundlage einer nach Sparten der EE differenzierten CO<sub>2</sub>-Vermeidung, die für das Jahr 2004 im Rahmen eines Gutachtens erstellt wurde<sup>15</sup>. Weil sich das Gutachten auf die Ausgangslage von Kraftwerken heute bezieht, muss die dynamische Veränderung der Substitution fossiler Energieträger durch EE berücksichtigt werden. Näherungsweise wurden die erwarteten Effizienzsteigerungen im fossilen Kraftwerksparke angesetzt, die in EW/Prognos (2005) für 2020 gegenüber dem Jahr 2000 mit knapp 17 % angegeben werden. Der spezifische CO<sub>2</sub>-Minderungsfaktor für den EE-Strommix reduziert sich dadurch von 934 g CO<sub>2</sub>/kWh (2004) auf 733 g CO<sub>2</sub>/kWh in 2020.

Daraus folgt die in Bild 9 angegebene Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen, die durch das EEG induziert wird. Der Wert erhöht sich von 38 Mio. t bis zum Ende des Betrachtungszeitraums auf 89 Mio. t. Wird zusätzlich die Stromerzeugung aus Nicht-EEG-Anlagen berücksichtigt, so steigt der Wert auf 111 Mio. t. Die Stromerzeugung aus EE leistet damit einen erheblichen Beitrag zum Klimaschutz, der zu 80 % auf das EEG zurückzuführen ist.

## Fazit

Als politisches Instrument hat das EEG inzwischen eine hohe Attraktivität erreicht, was auch von der EU-Kommission kürzlich bestätigt wurde<sup>16</sup>. EEG-ähnliche Fördermodelle werden bereits in knapp 30 Ländern (darunter 16 EU-Ländern und einige US-Bundesstaaten) eingesetzt. In weiteren Ländern wird über eine Einführung diskutiert. Indirekt induzieren die Erfolge im Stromsektor auch Überlegungen einer wirksameren Förderung der Erneuerbaren Energien im Wärme- markt. Bei weiterhin stabilen Rahmenbedingungen wird die Wachstumsdynamik auch nach 2020 anhalten. Die

EE werden dann in der Lage sein, eine zentrale Rolle in der zukünftigen Energieversorgung einzunehmen und im Strommarkt den bis zum Jahr 2020 erwarteten Anteil von rund 25% Anteil weiter auszubauen.

Mit den degressiven Vergütungsregelungen im EEG wird ein starker Anreiz gegeben, die Effizienz zu steigern und die Kosten der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien deutlich und nachhaltig zu reduzieren. Damit werden sie zunehmend an die Wettbewerbsfähigkeit herangeführt. In einzelnen Bereichen wie der Offshore-Windenergienutzung und bei einigen Verfahren der Biomassenutzung kann dies bereits innerhalb des Zeitraumes bis zum Jahr 2020 erreicht werden, während die solare und geothermische Stromerzeugung sowie einige, insbesondere innovative Verfahren der Verstromung von Biomasse weiterhin auf eine Förderung angewiesen sein werden. Dabei lassen die gegenüber den eher konservativen Annahmen der beschriebenen Studie bereits stark angestiegenen allgemeinen Handelspreise für Strom erwarten, dass die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien deutlich schneller wirtschaftlich wird.

Unabhängig davon scheint ein vorübergehender weiterer Anstieg EEG-Umlage von derzeit rund 0,5 Cent/kWh auf knapp 1 Cent/kWh angesichts der großen Herausforderungen im Bereich der Energiebereitstellung durchaus akzeptabel. Wird nicht jetzt in die Nutzung der Erneuerbaren Energien investiert, werden diese auch nicht rechtzeitig in der Breite technologisch und wirtschaftlich zur Verfügung stehen. Angesichts der Klimaschutzverpflichtungen (ohne EEG nicht erreichbar) sowie der Problematik Versorgungssicherheit und Abhängigkeit (insbesondere bei Öl und Gas) hat ihr Ausbau noch weitere positive Nebeneffekte: Beispielsweise geringere Ausgaben für Energieimporte oder Preis senkende Wirkungen auf fossile Energieträger aufgrund geringerer Nachfrage.

Bei volkswirtschaftlicher Betrachtung mit höheren Strompreisen können

sich die Differenzkosten des gesamten Strommixes aus Erneuerbaren Energien gegenüber fossilen Quellen bis 2020 auf nahezu Null reduzieren, womit die mit der Förderung nach dem EEG bis dahin erbrachten Vorleistungen zunehmend abgebaut werden. Dass der in der Studie angesetzte Wert von 1 Cent/kWh für externe Kosten noch vergleichsweise gering ist, belegt eine neue Untersuchung<sup>17</sup>. Diese errechnet auf Basis von Schadenskosten von 70 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> für Kohlekraftwerke neuester Technik externe Kosten von 6 bis 8 Cent/kWh, für neue Gaskraftwerke noch rund 3 Cent/kWh. Damit sind die Erneuerbaren Energien aus volkswirtschaftlicher Sicht schon heute wirtschaftlich.

Mit jährlich knapp 90 Millionen Tonnen im Jahr 2020 liegen die durch das EEG induzierten vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber dem derzeitigen Stand um den Faktor 2,3 höher. Weitere 22 Mio. t/a kommen durch die nicht im EEG enthaltenen Strommengen hinzu. Die vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen erreichen ein Volumen, das für über das Kyoto-Protokoll hinausgehende Ziele zur Reduktion von Treibhausgasen nicht nur in Deutschland, sondern auch in Europa von erheblicher Bedeutung sein wird.

Die durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien angestoßenen Investitionen belaufen sich kumuliert bis 2020 auf eine Summe von 75 Mrd. €. Ein Großteil dieser Summe wird über deutsche Anlagenhersteller zu inländischer Wertschöpfung führen.

Die durch weltweit führende Forschung und den Ausbau der Erneuerbaren Energien ausgelösten Innovationen sind die für Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen – nicht nur der Erneuerbaren Energien Branche - von großer Bedeutung. Die Entwicklung des heimischen Marktes verbessert auch die Wettbewerbschancen im globalen Energietechnologiemarkt, wie am Beispiel der Windenergie zu beobachten ist. Das EEG trägt damit unmittelbar

<sup>15</sup> ISI (2004)

<sup>16</sup> EU-Kommission (2005)

<sup>17</sup> DLR/ISI (2006)

dazu bei, die für einen erfolgreichen Export innovativer Energietechnologien notwendige Technologieführerschaft zu gewinnen bzw. zu sichern. Mit Blick auf das aktuelle Grünbuch der EU-Kommission und die Beschlüsse des Europäischen Parlaments ist auch ein forciertes Ausbau der Erneuerbaren Energien in der EU absehbar. Die damit verbundenen Export- und Beschäftigungspotenziale werden die möglichen negativen Effekte aus dem EEG im Inland vermutlich weit überkompensieren.

Damit bildet der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien gemeinsam mit einer deutlichen Steigerung der Energieeffizienz eine robuste energiepolitische Strategie. Dies belegen nicht zuletzt die Ergebnisse des Energiegipfels der Bundesregierung<sup>18</sup>.

## Literatur

- BMU (2004)** Nitsch, J., Gärtner, S., Fishedick, M. u. a.: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Stuttgart, Wuppertal März 2004
- BMU (2005)** Scholwin et. al.: Monitoring zur Wirkung des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. 1. Zwischenbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Oktober 2005. Veröffentlicht unter [www.erneuerbare-energien.de](http://www.erneuerbare-energien.de).
- BMU (2006)** Nitsch, J., Staß, F., Wenzel, B., Fishedick, M.: Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart, Wuppertal Dezember 2005. Veröffentlicht unter [www.erneuerbare-energien.de](http://www.erneuerbare-energien.de)
- DLR (2005)** Krewitt, W., Nast, M., Nitsch, J.: Energiewirtschaftliche Perspektiven der Photovoltaik. Bericht der Abt. Systemanalyse und Technikbewertung des DLR-Instituts für Technische Thermodynamik, Stuttgart, März 2005.
- DLR/ISI (2006)** 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. Stuttgart, Karlsruhe April 2006
- Energiereport IV:** Prognos AG, Energie-wirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030, Schlussbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit. 2005
- Enquete (2002)** Endbericht der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“; Dt. Bundestag, Berlin, Drucksache 14/9400 vom 7.7.2002
- EU-Komm. (2005)** The support of electricity from renewable energy sources, Brussels 2005
- ExternE (2005)** Bickel, P., Friedrich R.: ExternE Externalities of Energy – Methodology 2005 Update. European Commission DG Research (EUR 21951) 2005
- ISI (2004)** Klobasa, M.; Ragwitz, M.: Gutachten zur CO<sub>2</sub>-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien. Bericht für die Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik (AGEE-Stat) im Auftrag des Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW). Karlsruhe, Januar 2005. Veröffentlicht unter [www.erneuerbare-energien.de](http://www.erneuerbare-energien.de)
- Rehfeldt (2005)** Rehfeldt, K.: Windenergieausbau bis 2020, erste Ergebnisse und Materialien, Deutsche WindGuard, GmbH, Varel, April/Mai 2005
- Statusbericht (2006)** Energieversorgung für Deutschland. Statusbericht für den Energiegipfel am 3. April 2006. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie sowie Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin, März 2006
- Thrän (2005)** Thrän, D. u.a.: Abschätzung der Stromerzeugung auf Basis von Biomasse für den Zeitraum 2004 bis 2020. Leipzig, April 2005

<sup>18</sup> Statusbericht (2006)