



Bundesministerium  
für Umwelt, Naturschutz  
und Reaktorsicherheit

# **Leitstudie 2007**

## **„Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“**

**Aktualisierung und Neubewertung  
bis zu den Jahren 2020 und 2030  
mit Ausblick bis 2050**

### **Zusammenfassung**

**Untersuchung im Auftrag des  
Bundesministerium  
für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit**

**Februar 2007**

**Dr. Joachim Nitsch  
Stuttgart**

**in Zusammenarbeit mit der  
Abteilung „Systemanalyse und Technikbewertung“  
des DLR – Institut für Technische Thermodynamik**

## **IMPRESSUM**

Herausgeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)  
Referat KI III 1 (Allgemeine und grundsätzliche Angelegenheiten der  
Erneuerbaren Energien)  
Internet: [www.erneuerbare-energien.de](http://www.erneuerbare-energien.de) • [www.bmu.de](http://www.bmu.de)

Redaktion: Dr. Wolfhart Dürrschmidt, Dipl.-Ing. Uwe Büsgen  
BMU – KI III 1

Fachliche Erarbeitung: Dr. Joachim Nitsch, Stuttgart  
in Zusammenarbeit mit der Abteilung „Systemanalyse und Technik-  
bewertung“ des DLR – Institut für Technische Thermodynamik

Stand: Februar 2007

## 1. Allgemeine Eigenschaften des Leitszenarios

Das hier vorgestellte **LEITSZENARIO 2006** ist ein zielorientiertes Szenario, welches darlegt, wie die Zielsetzung der Bundesregierung, die Klimagasemissionen bis 2050 in Deutschland auf rund 20% des Werts von 1990 zu senken, grundsätzlich umgesetzt werden kann. Über die verschiedenen Zwischenziele hinaus ist dieses langfristige Ziel (in allen Industriestaaten) zu erfüllen, wenn die CO<sub>2</sub>-Konzentration in der Atmosphäre den kritischen Wert von ca. 450 ppm (entsprechend einer mittleren globalen Temperaturerhöhung unter 2 °C gegenüber der Periode 1980-99) nicht überschreiten soll. Diese Zielsetzung soll ohne Nutzung der Kernenergie erreicht werden. Bereits in früheren Untersuchungen für das BMU und das UBA [UBA 2000; BMU 2004; BMU 2005] wurden Vorläufer dieses Leitszenarios erarbeitet.

Als Bezugs- und Vergleichsbasis wird die Energiewirtschaftliche Referenzprognose im Energiebericht IV [EWI/Prognos 2005] benutzt. Das dortige Szenario wurde bis 2050 fortgeschrieben und wird hier als **REF 2005** bezeichnet. Die für REF 2005 und LEITSZENARIO 2006 benutzten demografischen und ökonomischen Eckdaten aus [EWI/Prognos 2005] wurden lediglich hinsichtlich der Entwicklung der Verkehrsleistung modifiziert. Dazu wurden Überlegungen aus [UBA 2006] verwendet.

Als wesentliche Gestaltungselemente wurden die aufeinander abgestimmte Teilstrategien „Erhöhte Nutzungseffizienz in allen Sektoren (EFF)“ „Erhöhte Umwandlungseffizienz durch deutlichen Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und effizientere Kraftwerke“ und „Einstieg in die substantielle Nutzung erneuerbarer Energien (EE)“ identifiziert und in gegenseitiger Wechselwirkung umgesetzt. Es konnte gezeigt werden, dass es verschiedene Etappen des Umbaus der Energieversorgung geben wird, die jeweils charakteristische Merkmale und Zeitfenster besitzen.

Die Periode bis 2010 entscheidet darüber, ob überhaupt rechtzeitig das „Fenster“ für einen Erfolg versprechenden Weg in eine nachhaltige Energieversorgung geöffnet wird. Für den zweiten Zeitabschnitt bis etwa 2020 hat sich gezeigt, dass selbst unter günstigen Rahmenbedingungen der Ausbauprozess für die meisten technologischen Optionen zur Nutzung von EE noch einer Flankierung durch die Umwelt- und Energiepolitik mittels geeigneter Instrumente bedarf. Während dieses Zeitabschnitts wird sich entscheiden, ob die stimulierte Ausbaudynamik der EE zu selbsttragenden Märkten führt und längerfristig stabil bleibt und ob sich die zu einem weiteren Ausbau der EE erforderlichen Exportmärkte erfolgreich etabliert haben. Nur dann kann nach 2020 der weitere Ausbau entsprechend der in den Szenarien dargestellten Entwicklung Erfolg versprechend durchgeführt werden.

## 2. Wesentliche Eckdaten des Leitszenarios

Im LEITSZENARIO 2006 kann der Beitrag der EE an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2020 einen Wert von 27,3% und am gesamten Primärenergieverbrauch von 15,7% erreichen. Bis 2030 wächst der EE - Anteil am Primärenergieverbrauch auf 25%; im Jahr 2050 erreichen EE einen Anteil von knapp 50% des Primärenergieverbrauchs (**Tabelle 1**). Zu diesem Zeitpunkt decken EE 80% des Stromverbrauchs, 48% des Wärmeverbrauchs und 42% des Kraftstoffverbrauchs.

Insgesamt charakterisiert das LEITSZENARIO 2006 denjenigen Ausbau der EE, der mittelfristig (2015 bis 2020) mindestens eintreffen muss, wenn die in den letzten Jahren angestrebene Ausbaudynamik stabil bleiben soll. Nach einem Rückgang der Investitionsvolumina in EE-Anlagen von derzeit ca. 10 Mrd. €/a auf 8 Mrd. €/a um 2011 wachsen sie bis 2020 auf

13 Mrd. €/a und bis 2050 auf 20 Mrd. €/a. Im LEITSZENARIO 2006 ist das Jahr 2020 der Zeitpunkt deutlicher Zuwachsgradienten (und somit nur ein Zwischenstadium im Rahmen einer Langfriststrategie). Zu diese Zeitpunkt kann – bis auf wenige Ausnahmen – von etablierten Märkten der EE mit voller Wirtschaftlichkeit ausgegangen wird. Um 2020 wachsen die jährliche Stromerzeugung aus EE mit jährlich 9 – 10 TWh/a bzw. 1,5 Prozentpunkten und ihr Beitrag zur Primärenergiedeckung mit 75 – 80 PJ/a bzw. 0,8 Prozentpunkten.

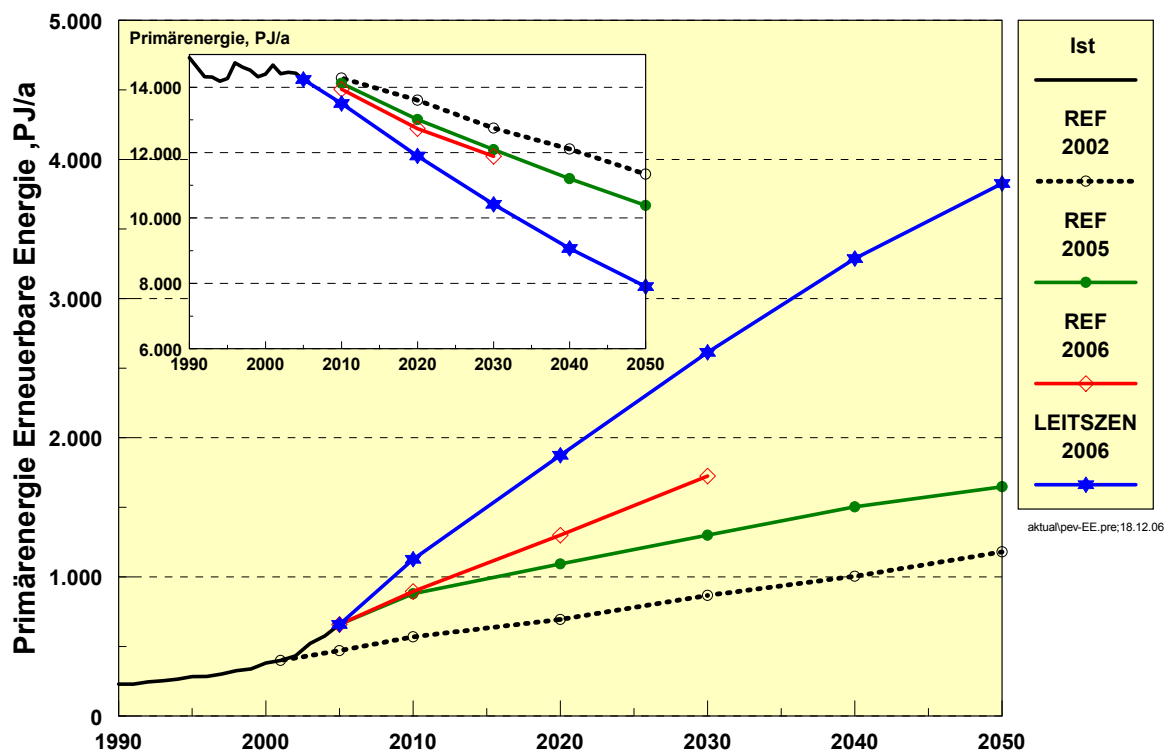
**Tabelle 1 : Wesentliche Ergebnisse des LEITSZENARIO 2006, speziell Hervorhebung der Beiträge der erneuerbaren Energien.**

	2000	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Primärenergie, PJ/a	14402	14238	13492	11903	10425	9057	7899
Primärenergie EE, PJ/a*)	382	665	1134	1874	2614	3300	3829
<b>Anteil EE an PEV; %</b>	<b>2,7</b>	<b>4,7</b>	<b>8,4</b>	<b>15,7</b>	<b>25,1</b>	<b>36,4</b>	<b>48,5</b>
Endenergie, PJ/a	9234	9118	8735	7968	7299	6567	5773
Endenergie EE, PJ/a	346	601	850	1439	2072	2686	3156
<b>Anteil EE an EEV; %</b>	<b>3,8</b>	<b>6,6</b>	<b>9,7</b>	<b>18,1</b>	<b>28,4</b>	<b>40,9</b>	<b>54,7</b>
Strom Endenergie, PJ/a	1779	1829	1799	1746	1699	1629	1573
Strom-End EE, PJ/a	132	229	299	512	795	1087	1250
<b>Anteil EE, %</b>	<b>7,4</b>	<b>12,5</b>	<b>16,6</b>	<b>29,3</b>	<b>46,8</b>	<b>66,7</b>	<b>79,4</b>
Wärme Endenergie, PJ/a **)	4663	4643	4412	3854	3395	2918	2482
Wärme-End EE, PJ/a	205	291	381	537	769	1001	1182
<b>Anteil EE, %</b>	<b>4,4</b>	<b>6,3</b>	<b>8,6</b>	<b>13,9</b>	<b>22,6</b>	<b>34,3</b>	<b>47,6</b>
Kraftst. Endenergie, PJ/a***)	2792	2646	2524	2368	2205	2020	1718
Kraftstoffe EE, PJ/a	9	81	170	390	508	598	724
<b>Anteil EE, %</b>	<b>0,3</b>	<b>3,2</b>	<b>6,9</b>	<b>16,8</b>	<b>23,5</b>	<b>30,1</b>	<b>42,2</b>
Bruttostromerzeug., TWh/a	571	612	595	570	551	546	564
EE-Erzeugung, TWh/a	36,7	63,5	92	156	249	352	434
<b>Anteil EE, %</b>	<b>6,0</b>	<b>10,4</b>	<b>15,5</b>	<b>27,3</b>	<b>45,2</b>	<b>64,5</b>	<b>77,0</b>
<b>Primärenergie, PJ/a</b>	<b>14402</b>	<b>14238</b>	<b>13492</b>	<b>11903</b>	<b>10425</b>	<b>9057</b>	<b>7899</b>
Erneuerbare Energien	382	665	1134	1874	2614	3300	3829
Mineralöl	5497	5128	4721	3966	3373	2717	2011
Steinkohlen, Sonst.,	2060	1832	1631	1366	940	537	257
Braunkohle	1550	1595	1466	1221	764	278	46
Erdgas, Erdölgas, Grubengas	3063	3240	3176	3138	2734	2225	1756
Kernenergie	1850	1778	1364	338	0	0	0
<b>Fossile Energien, gesamt</b>	<b>12169</b>	<b>11795</b>	<b>10994</b>	<b>9691</b>	<b>7811</b>	<b>5757</b>	<b>4070</b>
<b>Energieproduktivität (1990 = 100)</b>	<b>126</b>	<b>129</b>	<b>151</b>	<b>199</b>	<b>258</b>	<b>326</b>	<b>402</b>
<b>Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen, Mio. t/a</b>	<b>840</b>	<b>816</b>	<b>748</b>	<b>639</b>	<b>486</b>	<b>324</b>	<b>201</b>
<b>Durch EE vermiedene CO<sub>2</sub>-Emissionen, Mio. t/a****)</b>	<b>43</b>	<b>86</b>	<b>117</b>	<b>181</b>	<b>253</b>	<b>324</b>	<b>370</b>

\*) Primärenergie nach Wirkungsgradmethode; \*\*) nur Brennstoffe, d.h. ohne Stromeinsatz zur Wärmebereitstellung, \*\*\*) Endenergie Verkehr abzüglich Stromeinsatz für mobile Zwecke, einschl. Mineralöl für stationäre Krafterzeugung \*\*\*\*) bei Strom nur Verdrängung fossiler Kraftwerke angenommen (Emissionsfaktoren sinkend von 0,922 kg CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub> in 2005 auf 0,750 kg CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub> in 2020 und 0,560 kg CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub> in 2050).

Spätestens bis 2020 müssen sich auch deutliche Erfolge bei der effizienteren Energienutzung und dem Ausbau der KWK einstellen, wenn das für 2050 angestrebte Klimaschutzziel volkswirtschaftlich möglichst effizient erreicht werden soll, d.h. sich eine optimale „Arbeitsteilung“ zwischen Effizienzstrategien und EE- Strategien einstellen soll. Das LEITSZENARIO 2006 erfüllt die Vorgabe der Koalitionsvereinbarung, die Energieproduktivität bis zum Jahr 2020 gegenüber 1990 zu verdoppeln. Dazu steigt die Energieproduktivität zwischen 2005 und 2020 um durchschnittlich 2,9%/a; zwischen 1990 und 2005 ist sie lediglich um durchschnittlich 1,6% gestiegen. Im LEITZENARIO 2006 steigt sie nach 2020 mit leichter Abschwächung weiter und erreicht bis 2050 das Vierfache des 1990er Werts. Die Bedeutung einer gleichgewichtigen Mobilisierung sowohl der „Effizienzsäule“ als der „EE-Säule“ zeigt sich an ihrem Beitrag zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen. 47% der zwischen 2005 und 2020 zusätzlich vermiedenen 177 Mio. t CO<sub>2</sub>/a sind auf verstärkte Energieeffizienz, 53% auf den weiteren Ausbau der EE zurückzuführen. Zusammen mit den bereits in 2005 vermiedenen 86 Mio. reduzieren EE im Jahr 2020 die CO<sub>2</sub>-Emissionen um insgesamt 181 Mio. t CO<sub>2</sub>/a.

Beim Vergleich des LEITSZENARIOS 2006 mit Referenzentwicklungen der letzten Jahre (neben EWII/Prognos 2005 und 2006 noch diejenige der Enquete-Kommission 2002) zeigt sich, dass sich die Referenzprognosen in wichtigen Parametern immer mehr dem LEITSZENARIO 2006 annähern (**Bild 1**). Da letzteres als zielorientiertes Szenario die notwendigen Umstrukturierungen und Maßnahmen darstellt, die erforderlich sind, um das von der Bundesregierung gesetzte langfristige Klimaschutzziel zeitgerecht zu erreichen, kann daraus auch der energie- und umweltpolitische „Fortschritt“ der letzten Jahre abgelesen werden. Bei einer rechtzeitigen Umsetzung der in der Koalitionsvereinbarung vereinbarten energiepolitischen Ziele werden sich die Unterschiede darauf aufbauender „Referenzentwicklungen“ zu wichtigen Eckdaten des LEITSZENARIOS 2006 weiter verringern.



**Bild 1: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs (kleine Grafik) und des Beitrags erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch in Referenzentwicklungen der Jahre 2002 (Enquete-Kommission), 2005 (Energiebericht IV) und 2006 (Ölpreisvariante) und im LEITSZENARIO 2006.**

### 3. Struktur der Stromerzeugung bis 2020

Das für den Strombereich wichtige Zwischenziel 2020 wurde eingehend analysiert. Es zeigt sich, dass unter EEG-Bedingungen – d.h. unter Beibehaltung der seit etwa 2000 entstandenen Wachstumsdynamik – EE bis 2020 einen Anteil von 27,3% an der Stromerzeugung erreichen können, also das ursprüngliche gesetzte Ziel „mindestens 20%“ mit großer Sicherheit deutlich übertreffen werden. Dies ist allerdings noch keine Gewähr dafür, dass die angestrebten Klimaschutzziele erreicht werden können. Vor dem Hintergrund der anstehenden Erneuerung des deutschen Kraftwerkparks, bei dem bis 2020 sowohl altersbedingt bis zu 40 GW fossile Kraftwerksleistung als auch in Folge des bestehenden Konsensbeschlusses der Abgang der Kernenergieleistung zu ersetzen ist, ist deshalb auch ermittelt worden, wie das durch den bevorstehenden Kraftwerkersatz entstehende Zeitfenster zielgerichtet zum Einstieg in die Strategie einer wirkungsvollen Integration von EE in die Stromversorgung und der Ausweitung der KWK genutzt werden kann (**Tabelle 2**). Neben insgesamt 56 GW zugebauter Leistung von EE-Anlagen (ab 2001) können im LEITSZENARIO 2006 bis zum Jahr 2020 noch insgesamt 42 GW neue fossil gefeuerte Kraftwerke errichtet werden. Damit der Klimaschutzpfad des LEITSZENARIOS 2006 eingehalten werden kann, dürfen davon jedoch lediglich 16 GW als Kohlekraftwerke ausgeführt werden. 13,5 GW der fossil gefeuerten Kraftwerke sollten in Kraftwärmekopplung errichtet werden, davon 4,1 GW als BHKW. Zusammen mit den meist ebenfalls als BHKW ausgeführten Biomasse- und Biogasanlagen sind dann zwischen 2000 und 2020 insgesamt 10,5 GW dezentrale BHKW-Leistung zu errichten. Der Anteil der KWK an der Stromerzeugung liegt im Jahr 2020 bei 19% (bzw. 110 TWh/a).

**Tabelle 2: Struktur des im LEITSZENARIO 2006 erforderlichen Zubaus neuer Kraftwerke ab 2001 (kumulierte Leistungen)**

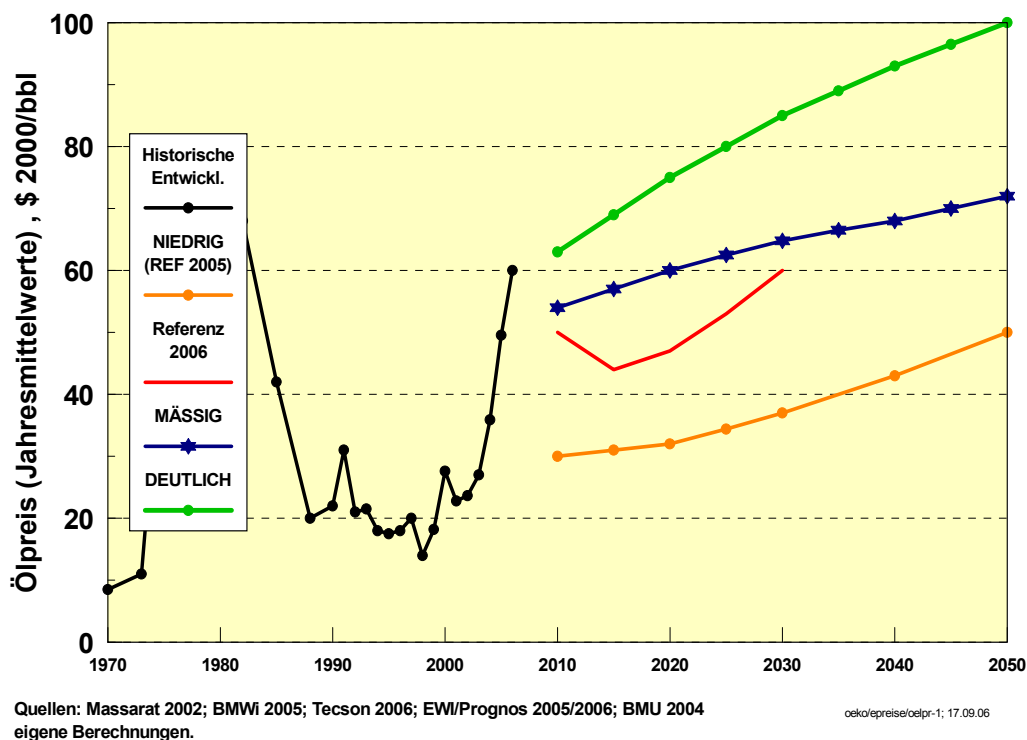
Leistung in GW	2010	2015	2020	2025	2030
Stein- und Braunkohle, Abfall, KW + HKW	6,5	13,3	15,6	18,4	21,1
Gas, KW +HKW	4,2	13,2	22,7	29,0	31,2
<b>Fossile Großkraftwerke, ges.</b>	<b>10,7</b>	<b>26,5</b>	<b>38,3</b>	<b>47,4</b>	<b>52,3</b>
- davon als HKW	2,6	6,6	9,4	13,3	15,7
--- davon HKW Kohle	1,3	4,3	5,7	7,3	8,4
<b>Dezentrale BHKW, fossil</b>	<b>1,8</b>	<b>3,0</b>	<b>4,1</b>	<b>5,3</b>	<b>6,4</b>
<b>Erneuerbare Energien</b>	<b>32,2</b>	<b>43,4</b>	<b>56,0</b>	<b>68,3</b>	<b>80,6</b>
- davon Windenergie	22,9	29,8	37,3	44,1	51,0
--- davon Wind Off-shore	0,55	4,25	10,0	15,6	23,0
- davon Biomasse einschließlich Biogas	3,9	5,1	6,4	7,1	8,0
- davon Fotovoltaik	4,7	7,4	10,0	11,8	13,7
<b>Leistungszubau insgesamt</b>	<b>44,7</b>	<b>72,9</b>	<b>98,4</b>	<b>121,0</b>	<b>139,3</b>

KW = Kondensations-Kraftwerke; HKW = Heizkraftwerke; BHKW = Blockheizkraftwerke (< 10 MW<sub>e</sub>)

### 4. Annahmen zu zukünftigen Energiepreisentwicklung

Der Verlauf zukünftiger Energiepreise und Klimaschutzmaßnahmen (CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise) wirkt sich deutlich auf die Zusatzkosten des EE-Ausbau im LEITSZENARIOS 2006 aus. Schnelle Preisanstiege können zu einer früheren Wirtschaftlichkeit der EE - Technologien führen und damit zu höheren Marktanteilen. Große Teile des Effizienzpotenzials lassen sich sogar Kosten sparend und damit Preis dämpfend umsetzen. Bereits der in der „Ölpreisvari-

ante“ [EWI/Prognos 2006; hier als REF 2006 bezeichnet] zugrunde gelegte Preisanstieg zeigt, dass bei stärkeren Energiepreisanstiegen mit weiteren Effizienzerfolgen, also insgesamt geringerem Primärenergiebedarf und einem höheren Anteil von EE zu rechnen ist als in der Referenzprognose des Energiereport IV (vgl. auch Bild 1). Daher werden der ökonomischen Bewertung des LEITSZENARIOS 2006 die derzeitigen Energiepreisanstiege konventioneller Energieträger und aktuelle Erkenntnisse zu weiteren kurz- bis mittelfristig möglichen Energiepreisveränderungen zugrunde gelegt. Neben dem ursprüngliche Preispfad nach der Referenzprognose in [EWI/Prognos 2005], hier als „Niedrig-Niveau“ (Preispfad A) bezeichnet (32 \$<sub>2000</sub>/bbl in 2020), werden zwei weitere Preispfade – B: „Mäßiger Anstieg“ (60 \$<sub>2000</sub>/bbl in 2020) und C: „Deutlicher Anstieg“ (75 \$<sub>2000</sub>/bbl in 2020) – zur Analyse herangezogen. Damit kann die Kostensensitivität des LEITSZENARIOS 2006 in einer ausreichenden Bandbreite dargestellt werden. Die für das Jahr 2020 angenommenen CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise variieren zwischen 10 €/t CO<sub>2</sub> (Preispfad A) und 20 €/t CO<sub>2</sub> (Preispfad C). Am Beispiel des Rohölpreises zeigt Bild 2 die Einordnung dieser Preispfade im Vergleich zur Vergangenheitsentwicklung dieses energiepolitischen Leitpreises. Nach Ansicht des Autors wird sich die zukünftige Preisentwicklung des Ölpreises zwischen dem Korridor der Preispfade B und C bewegen.

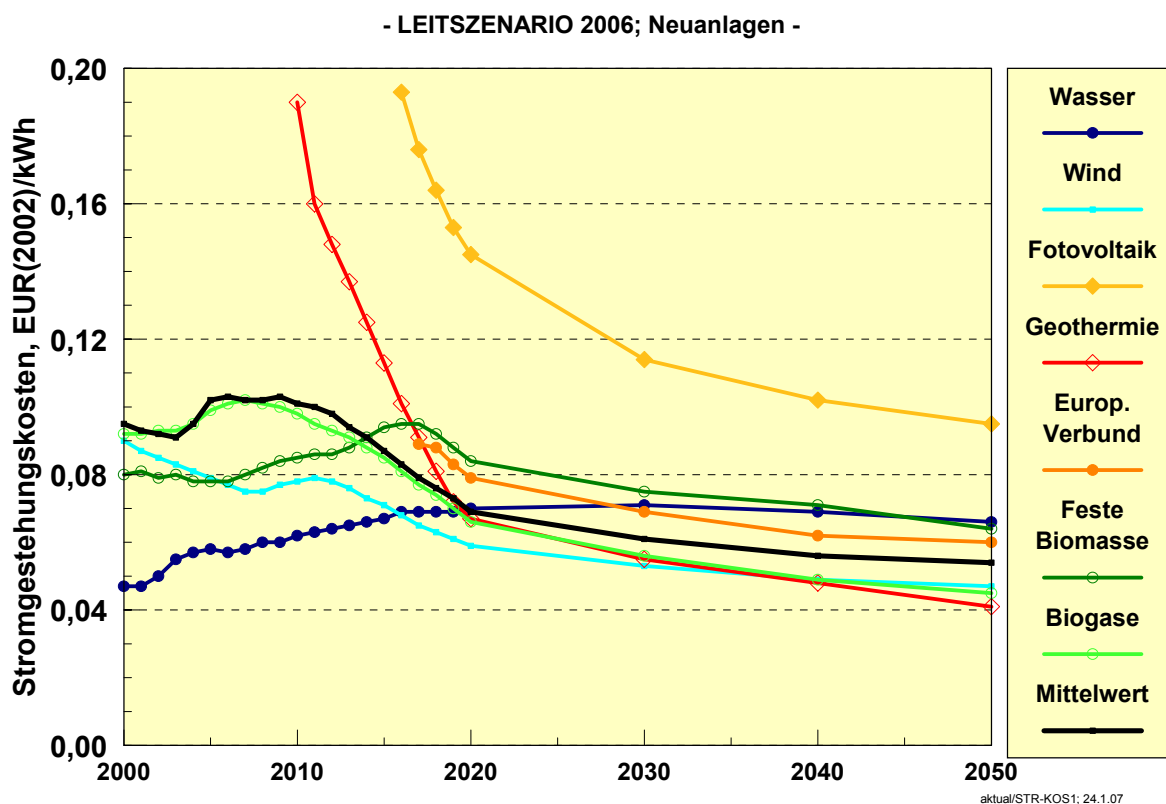


**Bild 2: Gegenüberstellung der drei berücksichtigten Energiepreispfade am Beispiel des realen Ölpreises (\$<sub>2000</sub>/bbl) einschließlich der Ölpreisvariante (REF 2006) nach EWI/Prognos 2006.**

## 5. Zukünftige Kosten erneuerbarer Energien

Der EE-Ausbau im LEITSZENARIO 2006 führt zu weiteren Kostensenkungen der betreffenden Technologien, insbesondere derjenigen, die noch am Beginn ihrer energiewirtschaftlich relevanten Markteinführung stehen (Bild 3). Deutliche weitere Kostendegressionen zeigen die Fotovoltaik, die Off-shore - Windenergie und die Geothermie. Bei letzterer, wie auch bei den KWK - Technologien zur Nutzung von Biomasse, werden die Stromgestehungskosten zusätzlich durch steigende Wärmegutschriften beeinflusst. Für die Biomasse ist zusätzlich die Kostenentwicklung der Brennstoffe von Bedeutung, die generell eine steigende Tendenz haben wird.

Für alle Technologien stellen sich längerfristig Stromgestehungskosten zwischen 4 und 6 ct/kWh<sub>el</sub> ein. Lediglich die Fotovoltaik wird in mitteleuropäischen Breiten dann noch um 10 ct/kWh<sub>el</sub> liegen. Der Mittelwert der Kosten der im LEITSZENARIO 2006 installierten Neuanlagen lag in 2005 bei 10 ct/kWh<sub>el</sub> (ohne Fotovoltaik bei 8,1 ct/kWh<sub>el</sub>). Er wird kurzfristig bis etwa 2010 eine steigende Tendenz haben, wegen des deutlichen Wachstums der Fotovoltaik und von Biogasanlagen sowie der bevorstehenden Errichtung von Offshore - Windanlagen. Bis 2030 sinkt er dann kontinuierlich auf 6 ct/kWh<sub>el</sub> und weiter bis 2050 auf 5,4 ct/kWh<sub>el</sub>. Von entscheidender Bedeutung ist, dass diese Kostenentwicklung stabil und langfristig kalkulierbar ist, da sie lediglich durch technologische Entwicklungen und den dazu erforderlichen Kapitaleinsatz, aber nicht durch sich verknappende Ressourcen oder geopolitisch kritische Entwicklungen beeinflusst wird. Unberechenbare Preissprünge, wie sie bei einer rohstoffbasierten Energieversorgung auftreten können, wenn sich Verknappungstendenzen bemerkbar machen, treten nicht auf.



**Bild 3: Zukünftige Kostenentwicklung der stromerzeugenden EE-Technologien bis 2050 und des Mittelwerts des gesamten EE-Mixes im LEITSZENARIO 2006, (Geldwert 2002; realer Zinssatz 6%/a; jeweils Mittelwerte mehrerer Einzeltechnologien)**

Dies ist für die erfolgreiche Entwicklung von Volkswirtschaften, insbesondere wenn sie sich, wie in Schwellen- und Entwicklungsländern noch in der Aufbauphase befinden, von nicht zu überschätzender Bedeutung. Aus energiepolitischer Sicht wesentlich ist auch, dass der Großteil der Kostensenkungen bis etwa 2020 erfolgt sein wird (Mittelwert der Kosten dann 6,9 ct/kWh<sub>el</sub>, ohne Fotovoltaik 6,4 ct/kWh<sub>el</sub>). Dies wird auch etwa der Zeitpunkt sein, nach dem eine zusätzliche Förderung der EE nicht mehr erforderlich sein wird.

Für die reine Wärmeerzeugung (d.h. ohne KWK-Wärme) aus EE sind die Kostenentwicklungen in **Bild 4** dargestellt. Die heute noch kostspielige Wärme aus Kollektoren kann noch deutlich kostengünstiger werden, wenn zukünftig insbesondere größere Anlagen in Kombina-



tion mit Nahwärmenetzen und saisonalen Speichern in größerem Umfang Marktchancen erhalten.

Auch Erdwärme, insbesondere hydrothermale Anlagen, kann noch kostengünstiger werden. Biomasseheizungen besitzen kaum Kostensenkungspotenziale. Weitere Fortschritte in der Technologie werden weitgehend durch steigende Brennstoffkosten kompensiert. Heizwerke sind einschließlich Netzverteilung etwas kostengünstiger als Einzelheizungen. Das langfristige Kostenniveau der Wärmebereitstellung aus EE wird zwischen 7 und 9 ct/kWh<sub>th</sub> liegen.

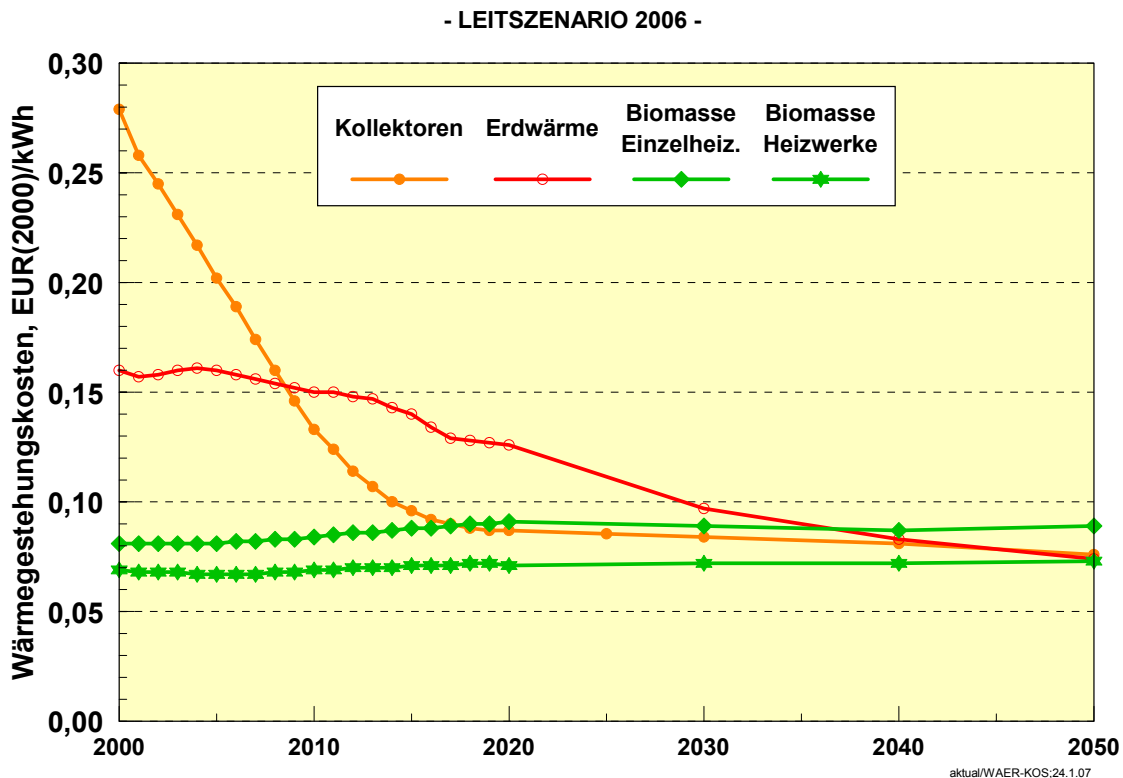


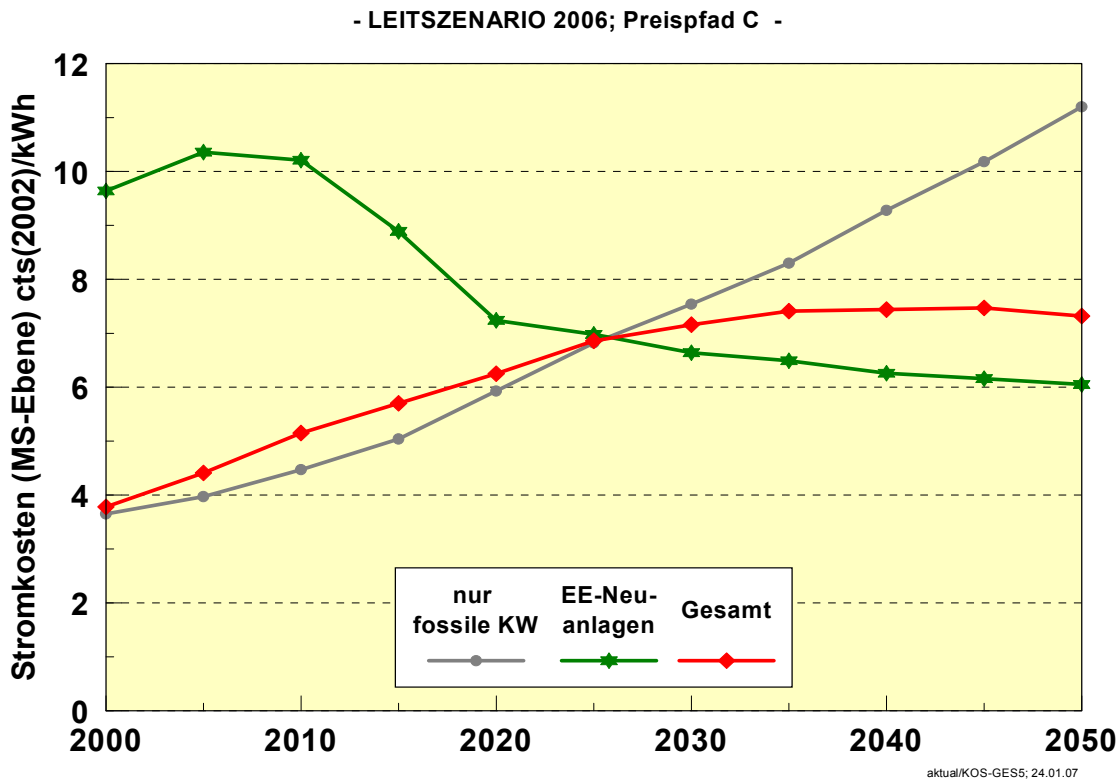
Bild 4: Zukünftige Kostenentwicklung von Kollektoren, Erdwärme, Biomasseeinzelheizungen und Biomasse-Heizwerken (jeweils Mittelwerte mehrerer Einzeltechnologien).

## 6. Stromgestehungskosten im LEITSZENARIO 2006

Während der Kostenverlauf der EE nur von technologischen Parametern und den unterstellten Lernkurven (und damit angenommenen Marktvolumina) abhängt, werden die zukünftigen Stromkosten fossiler Kraftwerke stark durch die Brennstoffpreisentwicklung und die Intensität der Klimapolitik (CO<sub>2</sub>-Preise) bestimmt werden. Die Gesamtkosten für Strom im LEITSZENARIO 2006 werden daher auch von den in Abschnitt 3 vorgestellten Preispfaden abhängen. Für den Preispfad C ist die zukünftige Stromkostenentwicklung aus **Bild 5** ersichtlich. Bezugsbasis ist die Mittelspannungsebene, da ein Teil der Kraftwerke (dezentrale KWK, Teile der EE) dort einspeisen. Wegen des weiteren Zubaus von EE-Leistung liegen die mittleren Stromgestehungskosten zunächst über denjenigen der reinen fossilen Strombereitstellung.

Die Differenz beträgt maximal 0,7 ct/kWh<sub>el</sub> und tritt um 2010 ein. Danach sinkt sie kontinuierlich. Nach 2025 wird der im LEITSZENARIO 2006 angenommene EE-Mix kostengünstiger (ohne den Fotovoltaikzubau bereits um 2020) als die fossile Strombereitstellung. Während die Kosten der letzteren stetig weiter steigen, bewirkt der weitere Ausbau der EE eine Stabilisierung des Stromkostenniveaus auf der Mittelspannungsebene bei rund 7,4 ct/kWh<sub>el</sub> mit einer Tendenz zu langfristig weiterer Reduktion. Gleichzeitig entsteht eine zunehmend ver-

sorgungssichere und klimaverträgliche Stromversorgung. Bild 5 zeigt beispielhaft, dass in energiewirtschaftlichen Szenarien eine mindestens drei Jahrzehnte umfassende Entwicklung betrachtet werden muss und diese auch durch entsprechende energiepolitische Rahmenbedingungen in Gang zu halten und über mehrere Legislaturperioden abzusichern ist, damit der volle Nutzen der kombinierten EFF+EE - Strategie korrekt bewertet werden kann.

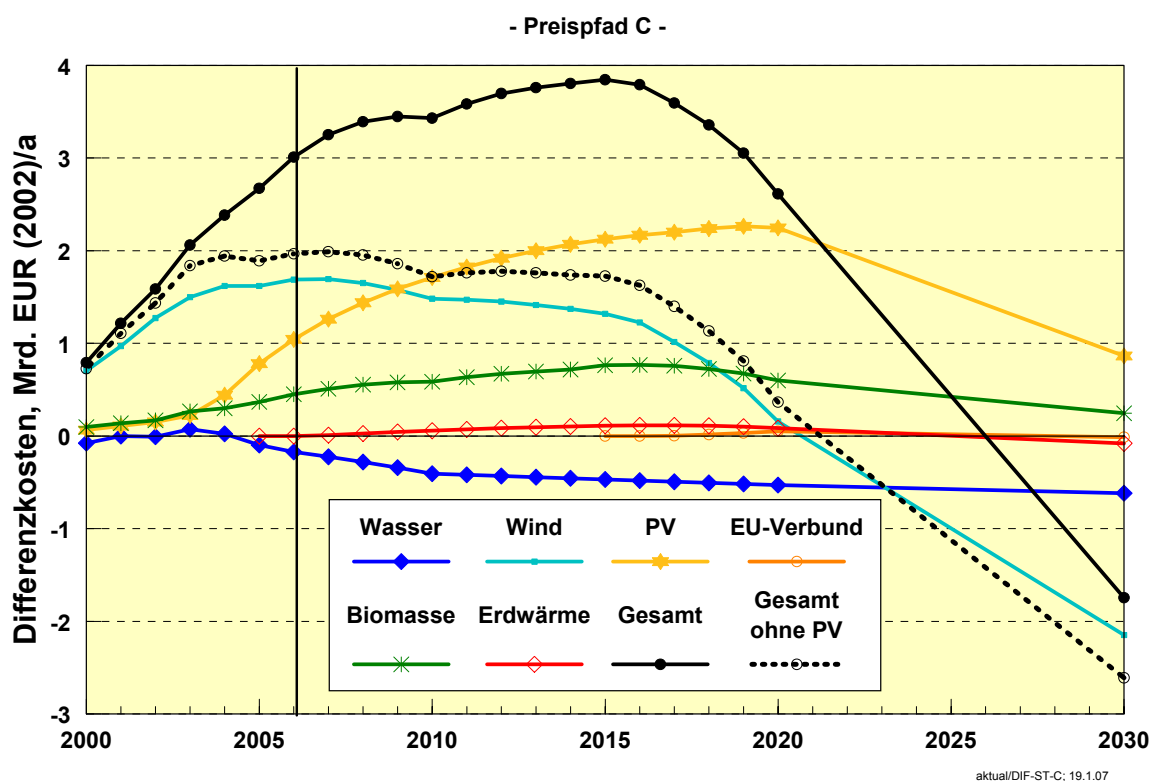


**Bild 5: Mittlere Stromgestehungskosten im LEITSZENARIO 2006 (Preispfad C) auf der Mittelspannungsebene im Vergleich zu den mittleren Kosten des Mixes der EE-Neuanlagen und dem Mix aus den verbleibenden fossilen Kraftwerken (ALT + NEU).**

Auch wenn grundsätzlich von zukünftig steigenden Energie- und CO<sub>2</sub>-Preisen ausgegangen werden kann, ist die Höhe dieses Preisanstiegs ungewiss und teilweise auch umstritten. An der grundsätzlichen Aussage einer längerfristig volkswirtschaftlich vorteilhaften Stromversorgung auf der Basis von EE ändert sich nichts, wenn die Preispfade B und A zur Analyse herangezogen werden. Es verschieben sich jedoch die Zeitpunkte, zu denen der Kraftwerksmix des LEITSZENARIOS 2006 kostengünstiger wird als die alleinige fossile Stromversorgung. Für den Preispfad B tritt der Schnittpunkt um 2030 ein, die maximale Differenz liegt mit 0,71 ct/kWh<sub>el</sub> in 2015 geringfügig höher als für Preispfad C, das langfristige Strompreisniveau liegt bei 7,0 ct/kWh<sub>el</sub>. Selbst für den sehr unwahrscheinlichen Fall eines näherungsweise konstanten Energiepreisniveaus (Preispfad A) tritt der Schnittpunkt lediglich ein Jahrzehnt später ein als im oberen Preispfad C, die maximale Differenz der Gesamtkosten zum fossilen Mix erreicht 0,75 ct/kWh<sub>el</sub>. Möglicherweise vermutete niedrige Energie- (und CO<sub>2</sub>-) Preise ändern also nichts an der Notwendigkeit eines grundsätzlichen Umbaus der Energieversorgung entsprechend den Leitlinien des LEITSZENARIO 2006, sie würden aber wegen des langen Zeithorizonts bis zum Eintreffen des volkswirtschaftlichen Nutzens die politische und gesellschaftliche Durchsetzung des Umgestaltungsprozesses erschweren.

## 6. Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien

2006 lagen die Differenzkosten der EE im Strombereich<sup>1</sup> bei 3 Mrd. €/a (**Bild 6**; schwarze Kurve). Es dominiert die Windenergie mit rund 1,7 Mrd.€/a. Ihre Differenzkosten haben damit ihren Höchstwert erreicht, sie sinken zukünftig und durchschreiten um 2020 die Nulllinie. Einschließlich des Ausbaus der Offshore-Windenergie stellt dann Windenergie rund 85 TWh/a Strom – das Dreifache der heutigen Menge – mit Durchschnittskosten von 6 ct/kWh<sub>el</sub> (Hochspannungsebene) bereit. Die Differenzkosten der Stromerzeugung aus Biomasse, derzeit rund 0,5 Mrd. €/a, erreichen ihr Maximum um 2017 mit rund 0,8 Mrd. €/a. Der Rückgang erfolgt nur langsam, da steigende Biomassepreise die technologischen Kostenreduktionen bremsen. Wasserkraft hat in der Gesamtbilanz wachsende „negative“ Differenzkosten, da die teurere Modernisierung und der Zubau neuer Anlagen nur wenig gegenüber dem erwirtschafteten Nutzen der bestehenden Wasserkraft ins Gewicht fallen. Die Differenzkosten der Stromerzeugung aus Geothermie sind gering und bleiben unter 0,15 Mrd. €/a. Auch die Differenzkosten eines EE-Stromimport aus dem europäischen Ausland, der in diesem Szenario nach 2015 einsetzt, sind mit maximal 0,05 Mrd. €/a sehr gering.



**Bild 6:** Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien im Strombereich (auf Kostenbasis, Geldwert 2002; Preisfad C) nach Energietechnologien und Gesamtentwicklung mit und ohne Fotovoltaik.

Insgesamt steigen die Differenzkosten des EE-Stroms ohne Berücksichtigung der Fotovoltaik im Energiepreisfad C (gestrichelte schwarze Linie in Bild 6) nicht über 2 Mrd. €/a (entsprechend einer Umlage von maximal 0,4 cts/kWh). Sie werden bereits im Jahr 2021 negativ. Ab diesem Zeitpunkt bewirken diese EE-Technologien mit einem Beitrag von dann 165 TWh/a Stromerzeugung eine Stabilisierung der Stromgestehungskosten.

<sup>1</sup> Die Differenzkosten der EE wurden hier auf Kostenbasis ermittelt und berücksichtigen alle Anlagen zur Nutzung von EE. Sie unterscheiden sich daher teilweise von den Differenzkosten, die auf der Basis der Vergütung des EEG ermittelt werden.

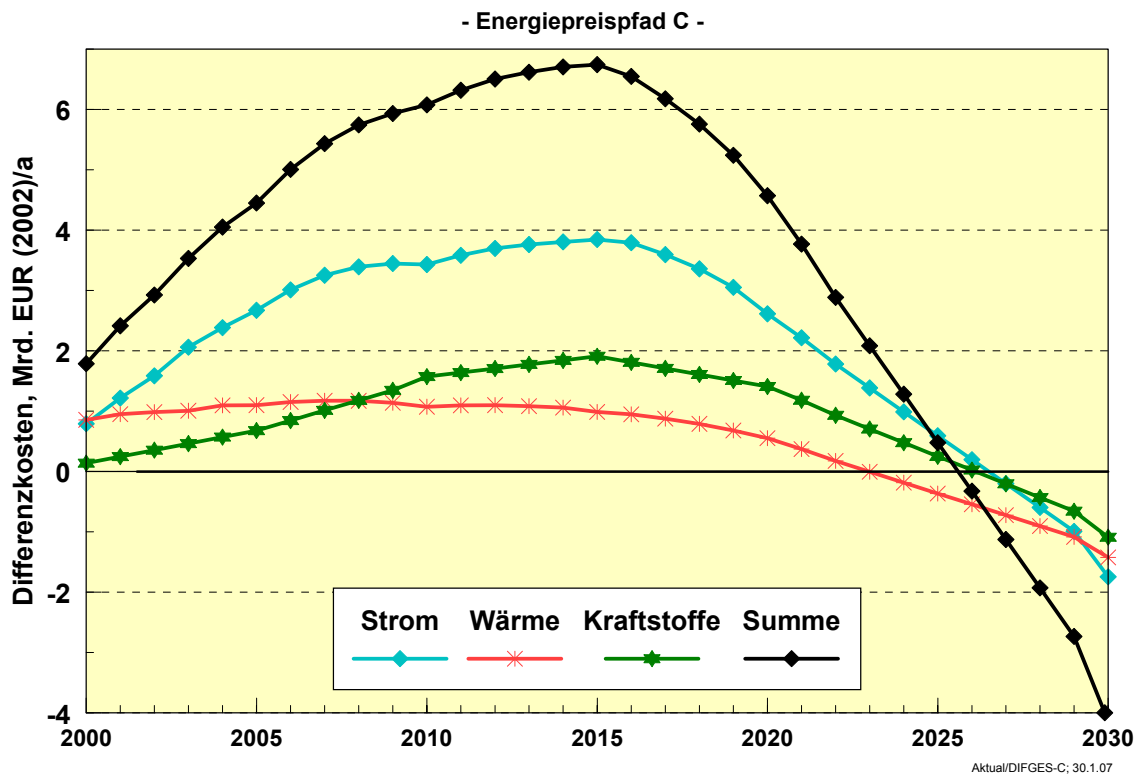
Von erheblicher Bedeutung sind die Differenzkosten der Fotovoltaik. Das derzeitige starke Wachstum hat bereits in 2006 zu Differenzkosten von ca. 1 Mrd. €/a geführt. Weitere Kostendegressionen begrenzen sie in dem hier angenommenen Ausbaupfad (die kumulierte Leistung steigt bis 2020 auf 10 GW<sub>p</sub>, dem 6-fachen des derzeitigen Werts) auf 2,2 Mrd. €/a. Ab 2010 übertreffen die Differenzkosten der Fotovoltaik die aller anderen EE-Technologien. Bis 2030 sinken sie bei weiterem Ausbau unter 1 Mrd. €/a. Dabei wird PV-Strom, wie alle anderen dezentralen EE-Technologien mit herkömmlichem Strom auf der Mittelspannungsebene verglichen, der im Preisfad C im Jahr 2020 mit 7,2 cts/kWh bewertet wird. Die Summe der Differenzkosten einschließlich Fotovoltaik erreicht im Jahr 2015 ihren Maximalwert von 3,8 Mrd. €/a (entsprechend einer Umlage von 0,8 cts/kWh). Danach streben sie zügig dem Wert Null zu, den sie 2026 erreichen.

Wird von zukünftig geringeren Energie- und CO<sub>2</sub>-Preisanstiegen ausgegangen, verschiebt sich insbesondere der Zeitpunkt der vollen gesamtwirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit der EE-Stromerzeugung und nicht so sehr die Gesamthöhe der Differenzkosten. Im Extremfall real etwa konstanter Energiepreise und relativ geringer Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate (Preisfad A) würden sich die Differenzkosten im Strombereich lediglich auf etwa 4,6 Mrd. €/a erhöhen (ohne PV auf 2,4 Mrd. €/a), der Durchgang durch die Nulllinie läge dann aber erst nach dem Jahr 2040.

Dem niedrigen Preisfad A kann aus gesamtwirtschaftlicher Sicht aber auch der Idealfall der weitgehenden Einbeziehung der externen Kosten der fossilen Stromerzeugung gegenübergestellt werden. Nimmt man den in [Krewitt 2006] vorgeschlagenen Mittelwert von 70 €/t CO<sub>2</sub> als repräsentativen Indikator zur Ermittlung der tatsächlichen Stromgestehungskosten der fossilen Stromerzeugung, so erhält man einen anzulegenden Strompreis von etwa 10 ct/kWh<sub>el</sub>. Gegenüber diesen „Vollkosten“ fossiler Strombereitstellung „erwirtschaftet“ die EE-Stromerzeugung bereits heute „negative“ Differenzkosten von 1 Mrd. €/a, bzw. vermeidet Schadenskosten in dieser Größenordnung. Diese vermiedenen Kosten steigen bis 2020 auf 4 Mrd. €/a. Dieses Ergebnis bestätigt eindrucksvoll den gesamtwirtschaftlichen Nutzen eines raschen und langanhaltenden Ausbaus erneuerbarer Energien.

Die Differenzkosten der Wärmebereitstellung aus EE belaufen sich derzeit auf 1,1 Mrd. €/a. **(Bild 7)**. Bezogen auf die gesamte Endenergiemenge für Wärme entspricht dies lediglich 0,085 ct/kWh<sub>th</sub>. Eine Umlage dieser „Mehrkosten“, die derzeit überwiegend vom Marktanzreizprogramm erbracht werden, auf die Wärmepreise wäre also kaum feststellbar. Zukünftig kompensieren die sinkenden Differenzkosten der Biomasse weitgehend die noch steigenden Differenzkosten von Kollektoren und Erdwärme, so dass die gesamten Differenzkosten zunächst konstant bleiben, um dann nach 2015 deutlich zu sinken, wenn man den Preisfad C als Vergleichsbasis nimmt. Nach 2022 erreichen die gesamten Differenzkosten die Nulllinie, diejenigen von Kollektoren und Erdwärme nähern sich jedoch erst gegen 2030 dem Wert Null. Bis zu diesem Zeitpunkt ist der Beitrag der EE zur Wärmeversorgung gegenüber heute auf das 2,6-fache gestiegen und deckt dann rund 23% des gesamten Wärmebedarfs.

Auch im Kraftstoffsektor sind die resultierenden Differenzkosten vergleichsweise gering. Sie belaufen sich für 2005 auf 0,7 Mrd. €/a, wenn Biokraftstoffe mit den Kraftstoffpreisen frei Tankstelle ohne Steuern verglichen werden, (Bild 7). Das derzeit rasante Wachstum führt hier noch zu einem Anstieg auf maximal 2 Mrd. €/a im Jahr 2015, danach sinken auch diese Differenzkosten stetig gegen Null. Insgesamt summieren sich die Differenzkosten aller Verbrauchssektoren auf derzeit 4,5 Mrd. €/a. Sie steigen beim Vergleich mit dem Preisfad C noch auf ein Maximum von 6,75 Mrd. €/a im Jahr 2015 insbesondere wegen des gegenwärtig starken Wachstums der Fotovoltaik und der Biokraftstoffe.



**Bild 7: Differenzkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien in allen Sektoren bei Preissteigerungen für fossile Energien entsprechend dem Preispfad C.**

Um das Jahr 2025 entstehen bei Eintreffen des Preispfads C keine Differenzkosten mehr. Erneuerbare Energien decken dann 23% des gesamten Endenergieverbrauchs und vermeiden damit bereits 220 Mio. t CO<sub>2</sub>/a. Die danach eintretenden negativen Differenzkosten bedeuten, dass EE nach diesem Zeitpunkt das Energiepreinsniveau stabilisieren, das gemäß den Annahmen des Preispfads ohne EE stetig weiter steigen würde.

Anhand der kumulierten Werte der Differenzkosten kann die nach 2025 wirksam werdende Kostendämpfung des EE-Ausbaus quantifiziert werden. Bis 2025 wachsen die Differenzkosten auf rund 117 Mrd. €. Bereits knapp vor 2040 sind diese – gemessen an den anlegbaren Preisen des Preispfads C – zusätzlich aufgewandten Mittel zur Unterstützung des EE-Ausbaus durch die anfallenden „negativen“ Differenzkosten wieder kompensiert. Bis 2040 sind bereits 21 Mrd. € weniger im Vergleich zu einer auf fossilen Energien beruhenden Energieversorgung ausgegeben worden. Bis 2050 summiert sich diese „Ersparnis“ bereits auf rund 330 Mrd. €.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Bewertung der Vorteilhaftigkeit eines deutlichen Ausbaus erneuerbarer Energien entscheidend von der Einschätzung der zukünftigen Preiswirkungen einer Verknappung fossiler Ressourcen und von wirksamen Klimaschutzmaßnahmen abhängt. Auf weiterhin niedrige Energiepreise zu hoffen, wie es derzeit teilweise noch in wichtigen energiewirtschaftlichen Untersuchungen geschieht und wie es hier durch den Energiepreispfad A symbolisiert wird, kann fatale Folgen für den aus Klimaschutzgründen notwendigen deutlichen Ausbau erneuerbarer Energien haben. Die Erwartung merklicher Energiepreisanstiege verknüpft mit wirksamen monetären Wirkungen der Klimaschutzpolitik, wie sie im Preispfad C und in abgeschwächter Form im Preispfad B zum Ausdruck kommen, sind dagegen angemessene Reaktionen auf die sichtbaren Probleme der gegenwärtigen Energieversorgung.