



Was kostet der Ausbau erneuerbarer Energien?

**Effekte unterschiedlicher Annahmen
zur Preisentwicklung fossiler Energien
und den Kostensenkungspotenzialen
von EE auf die EE-Differenzkosten**

**Kurzanalyse zu den Szenarien für das
Energiekonzept der Bundesregierung**

Dr. Joachim Nitsch

**DLR-Institut für Technische Thermodynamik,
Abt.: Systemanalyse und Technikbewertung**

Stuttgart, 2. September 2010

Der Ausbau erneuerbarer Energien (EE) verursachte in der Vergangenheit und wird auch noch in den nächsten Jahren zusätzliche Kosten gegenüber den derzeit anlegbaren Energiepreisen auf der Basis der herkömmlichen fossil-nuklearen Energieversorgung verursachen. Diese Mehrkosten oder „Differenzkosten“ sind immer wieder Gegenstand wissenschaftlicher Untersuchungen¹. Gelegentlich wird in Medienberichten, welche die Ergebnisse solcher Untersuchungen aufgreifen, auch die Möglichkeit diskutiert, dass der bisherige und zukünftige EE-Zubau wegen vermeintlich hoher Zusatzkosten zu einer starken Belastung der Volkswirtschaft führen würde. Damit wird auch die Aussage verknüpft, dass ein EE-Ausbau zumindest in der jetzigen forcierten Form eine ungeeignete, weil zu teure Klimaschutzstrategie sei. Einige wissenschaftliche Untersuchungen, auf denen diese Aussagen aufbauen, konzentrieren sich jedoch ausschließlich auf den bisherigen und derzeitigen Zustand der Energiewirtschaft und berücksichtigen zu wenig die Langfristwirkung eines EE-Ausbaus und die damit verknüpfte innovative Weiterentwicklung der entsprechenden Technologien. Gleichzeitig zeichnen sie ein statisches Bild der zukünftigen Energieversorgung mit einem hohen Anpassungsbedarf der EE an diese Struktur, verknüpft mit relativ geringen Energiepreiserhöhungen fossiler Energien, teilweise sogar von konstanten bzw. sinkenden Energiepreisen über einen Zeitraum von 20 Jahren und mehr. Im Folgenden wird dieser Kostenaspekt aufgegriffen und die zukünftig mögliche Bandbreite fossiler und „erneuerbarer“ Energiekosten sowie die daraus resultierenden Wechselwirkungen erläutert.

Dazu werden die Differenzkosten des bisherigen und zukünftigen EE-Ausbaus, insbesondere für die Stromerzeugung, dargestellt und ihre Abhängigkeit von unterschiedlichen Annahmen zur zukünftigen Energiepreisentwicklung diskutiert. Die Ermittlung geschieht auf Kostenbasis. D.h. Energiegestehungskosten der EE werden mit den durchschnittlichen Stromgestehungskosten des fossilen Kraftwerksmixes (inkl. Wärmegutschriften bei Kraft-Wärme-Kopplung), Verteilungskosten, mit fossilen Wärmepreisen und mit Kraftstoffpreisen (ohne Steuern) verglichen. Es wird hier die gesamte Energieerzeugung aus EE betrachtet. Eingeschlossen ist also auch die „große“ Wasserkraft aus bestehenden „Altkraftwerken“, die zu den günstigsten Stromerzeugungsquellen gehören. Sie bewirken bereits seit langem „negative“ Differenzkosten, also Minderkosten im Vergleich zu anlegbaren Strompreisen. Die daraus resultierenden Gewinne, die im Allgemeinen bei den Betreibern verbleiben, werden meist bei der Betrachtung der Stromerzeugung aus EE außer Betracht gelassen.

1. Zukünftige Kosten fossiler Energien

Die Basis zur Ermittlung der Kosten des EE-Ausbaus und der Energieversorgung insgesamt sind die bereits im Leitszenarien 2008 [BMU 2008] und aktuell für die Basisszenarien 2010 getroffenen Annahmen für die zukünftige Kostenentwicklung der EE-Technologien und die dortigen Preisszenarien für die Entwicklung der fossilen Energiepreise und der Preise von CO₂-Zertifikaten. Sie sind nach wie vor aktuell und werden deshalb weitgehend unverändert übernommen. Lediglich für den Zeitraum bis 2015 wurden für den Preispfad A: „Deutlich“ Anpassungen an das Ausgangsniveau des Jahres 2009 vorgenommen. Die hier verwendeten Preispfade A: „Deutlich“ und B: „Mäßig“ sind am Beispiel des Jahresmittelwerts des Rohölpreises (in \$₂₀₀₇/Barrel) in dargestellt.

¹ Im Stromsektor werden die Stromkosten der EE-Technologien auf der Basis des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) mittels vorgegebener kostendeckender Vergütungen für den erzeugten Strom berücksichtigt. Die resultierenden Mehrkosten werden auf alle Stromverbraucher umgelegt. Um permanent technischen Fortschritt zu induzieren, werden diese Vergütungen für Neuanlagen jedes Jahr gesenkt. Im Wärmesektor werden die Mehrkosten durch staatliche Förderprogramme und Zinsvergünstigungen aufgebracht, im Kraftstoffsektor sorgen Quoten und Steuerbefreiungen für die Marktausweitung der EE.

Die Vergangenheitsentwicklung zeigt einerseits mehrere starke Preissprünge des Ölpreises, andererseits im Mittel jedoch eine stetig steigende Tendenz. Während im Jahrzehnt 1990 bis 2000 ein Preis von 20 \$/b als niedrig bezeichnet wurde, gilt heute ein Preis von 60 \$/b bereits als außerordentlich günstig. Nach einem kurzfristigen Absinken des Ölpreises auf unter 60 \$₂₀₀₇/b (Jahresmittelwert) liegt der Wert derzeit (Mittelwert Jan. bis Juli 2010) bereits wieder bei 80 \$₂₀₀₇/b. Die Annahmen für die zukünftige Ölpreisentwicklung im World Energy Outlook (WEO) 2009 [IEA 2009] stimmen sehr gut mit denjenigen des Preispfads A überein (**Abbildung 1**). Im WEO 2008 [IEA 2008] lagen sie, vor dem Hintergrund der in 2008 hohen Preisspitze, sogar noch höher.

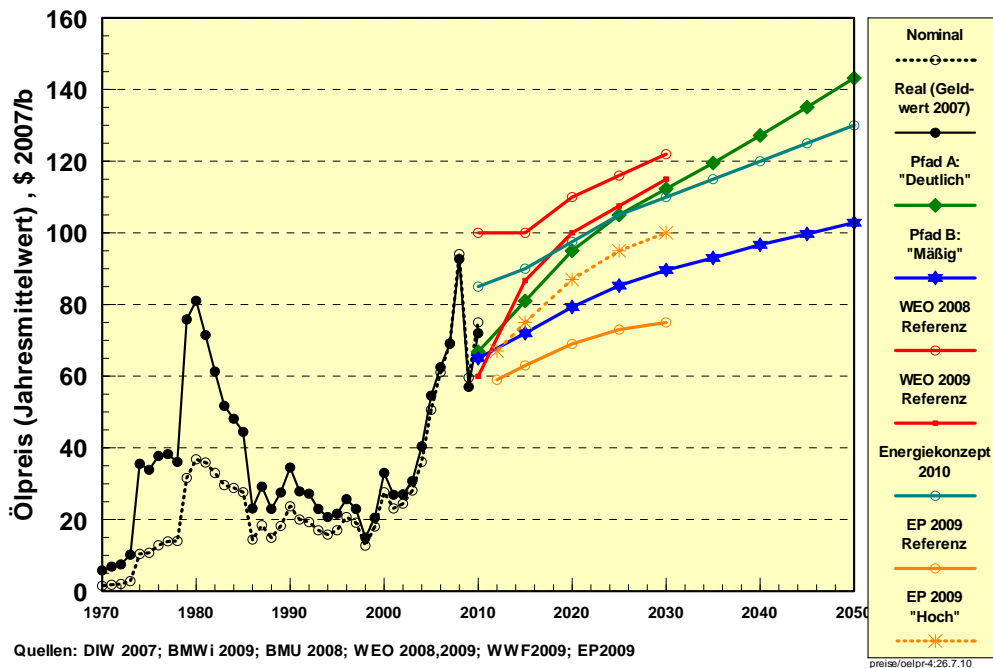


Abbildung 1: Rohölpreisentwicklung 1970 – 2010 (Jahresmittelwert, nominal und Geldwert 2007), sowie die Preispfade der Szenarien [BMU 2008] und [BMU 2010] im Vergleich mit den Angaben der IEA [IEA 2008,2009], Energieprognose 2009 [EP 2009] und den Annahmen zum Energiekonzept 2010 (März 2010) der Bundesregierung.

Zum Vergleich sind weiterhin die Preisannahmen zum Energiekonzept 2010 der Bundesregierung und der im März 2010 erschienenen Energieprognose 2009 [EP 2009] für das BMWi eingetragen. Während erstere hinsichtlich der Ölpreisentwicklung ebenfalls sehr gut mit dem hier verwendeten Pfad A übereinstimmt, geht die Energieprognose 2009 von einem auffallend niedrigen Ölpreisanstieg aus. Nur die „Hochpreisvariante“ zeigt nennenswerte Steigerungsraten. Hintergrund ist die Annahme, dass auch mittelfristig keine Verknappung von Rohöl zu befürchten sei, da „die Peak-Oil-Hypothese in die Kategorie statistischer Artefakte einzuordnen ist, die einer fundierten ökonomischen Theorie entbehren.“ [EP 2009; S. 51]. Für die vorliegende Untersuchung wird Pfad A als verlässlichste Annahme der zukünftigen Ölpreisentwicklung betrachtet, der Pfad B wird ebenfalls verwendet, um die Auswirkungen einer niedrigeren Ölpreisentwicklung zu berücksichtigen.

Von Bedeutung für das inländische Preisniveau sind die Grenzübergangspreise. Die resultierenden Werte sind für das Basisszenario 2010 (zusätzlich auch noch Preispfad C, der in 2004, also zur Zeit eines sehr niedrigen Energiepreisniveaus, für die damalige Energieprognose des BMWi abgeleitet wurde [BMWi 2005]) und in [BMU 2008] übernommen wurde), für die Energieprognose 2009 und für das Energiekonzept in **Tabelle 1** zusammengestellt.

Für die Höhe der Grenzübergangspreise spielen sowohl die Entwicklung des zukünftigen Wechselkurses \$/€ eine Rolle, als auch die Abhängigkeit des Erdgas- und Kohlepreises von der Entwicklung des Rohölpreises. Bei den Preispfaden der Basisszenarien wird von einer relativ engen Kopplung der Energieträgerpreise untereinander ausgegangen, was entsprechend den bisherigen Erfahrungen mit dem Ölpreis als Leitpreis des Energiesektors sinnvoll erscheint. Mit steigenden Ölpreisen steigen damit auch die Erdgas- und Steinkohlepreise merklich.

Der Preisentwicklung der drei Pfade werden drei weitere aktuelle Analysen zukünftiger Preise fossiler Energien gegenübergestellt. In den Projektionen des Öko-Instituts [Matthes 2010] sind die Kopplungen zwischen den einzelnen Energieträgern weniger eng. Während der Preisfad für Rohöl weitgehend dem Pfad A entspricht, steigt der Erdgaspreis etwas schwächer, liegt aber noch leicht über dem Pfad B. Am zurückhaltendsten wird der Preisanstieg bei Kohle eingeschätzt mit Werten zwischen den Preispfaden B und C der Basisszenarien.

Tabelle 1: Entwicklung der Grenzübergangspreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle in verschiedenen Energiepreispfaden, [in €/GJ₂₀₀₇]; Werte 2007 bis 2009 nach BMWI-Angaben (Mai 2010).

Basisszenarien, Pfad A: „Deutlich“										
Real, € ₂₀₀₇ /GJ	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Rohöl	9,3	11,4	7,4	8,7	10,9	13,2	14,7	16,3	19,2	21,8
Erdgas	5,5	7,3	5,7	6,7	8,7	10,7	12,2	13,8	16,6	19,2
Steinkohle	2,3	3,8	2,9	3,1	4,1	5,1	5,9	6,5	7,9	9,2
Basisszenarien, Pfad B: „Mäßig“										
Rohöl	9,3	11,4	7,4	8,4	9,6	10,7	12,0	13,0	14,6	15,7
Erdgas	5,5	7,3	5,7	6,5	7,6	8,5	9,5	10,3	11,6	12,4
Steinkohle	2,3	3,8	2,9	3,0	3,5	4,0	4,4	4,7	5,1	5,5
Basisszenarien, Pfad C: „Sehr niedrig.“										
Rohöl	9,3	11,4	7,4	7,5	7,8	8,2	8,7	9,1	9,9	10,4
Erdgas	5,5	7,3	5,7	6,0	6,3	6,5	6,9	7,3	7,9	8,3
Steinkohle	2,3	3,8	2,9	3,0	3,1	3,3	3,5	3,7	3,9	4,2
Projektionen des Öko-Instituts [Matthes 2010]										
Real, € ₂₀₀₇ /GJ	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Rohöl		11,4			11,5	13,2		15,0	17,3	19,3
Erdgas		7,3			8,1	9,4		10,6	12,2	13,6
Steinkohle		3,8			3,1	3,5		3,9	4,3	4,8
Energiekonzept 2010 der Bundesregierung										
Real, € ₂₀₀₇ /GJ	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Rohöl	9,3	11,4	7,4	10,4	11,3	12,7	14,2	15,5	18,4	21,7
Erdgas	5,5	7,3	5,7	6,6	6,5	6,3	6,7	7,1	8,3	8,6
Steinkohle	2,3	3,8	2,9	2,4	2,3	2,6	2,7	2,8	3,1	3,7
Energieprognose 2009; Referenz										
Real, € ₂₀₀₇ /GJ	2007	2008	2009	2010 - 2014	2015 - 2019	2020 - 2024	2025 - 2029	2030		
Rohöl	9,3	11,4	7,4	7,4	8,1	8,6	8,9	9,1		
Erdgas	5,5	7,3	5,7	4,7	5,3	5,6	5,6	5,8		
Steinkohle	2,3	3,8	2,9	2,1	2,2	2,4	2,4	2,5		

Bei den Preisannahmen des Energiekonzepts der Bundesregierung fällt auf, dass die Spreizung wesentlich stärker ist. Die Erdgas- und Steinkohlepreise folgen dem deutlichen Anstieg des Ölpreises, der etwa dem des Pfads A entspricht, kaum. Insbesondere der Preisanstieg bei Erdgas fällt sehr schwach aus. Das wird von den Auftragnehmern mit mittelfristig reichlich verfügbarem Erdgas und Steinkohle begründet, was aber zumindest für Erdgas nicht plausibel erscheint. Damit verbleiben, trotz relativ hoher Ölpreisanstiege, die Erdgas- und Steinkohlepreise im Bereich des Pfades C. Als Extremfall niedriger Preisanstiege für alle fossilen Energieträger können die Annahmen der Energieprognose 2009 eingeordnet werden, die bis 2030 das Niveau des Jahres 2007 kaum übersteigen. Insbesondere liegen die Annahmen für Erdgas und Steinkohle, den wesentlichen Quellen für die fossile Stromerzeugung in Deutschland noch unter den Annahmen des Pfades C. Sie liegen damit auch noch unter den Preisannahmen des Energiekonzepts.

Mit diesen Vorgaben ist – unabhängig von sonstigen Szenarioannahmen - bereits eine wesentliche Größe für die zukünftige Strompreisentwicklung fossiler Kraftwerke und damit auch für die Beurteilung der Kosten des EE-Ausbaus vorgegeben. Weiterhin sind Annahmen zur Entwicklung der Preise von CO₂-Zertifikaten von Bedeutung. Die jeweiligen CO₂-Preise für die Leitszenarien lauten für den Preispfad A (Preispfad B und C in Klammern) für 2010: 25 €₂₀₀₇/t CO₂ (21;16), für 2020: 40 (31; 21), für 2030: 52 (36; 24), für 2040: 62 (42; 27) und für 2050: 73 (47; 29). Während im Preispfad C im gesamten Zeitraum von sehr niedrigen CO₂-Preisen ausgegangen wird, nähern sich die CO₂-Preise des Preispfades A bis 2050 denjenigen Werten, die in verschiedenen Untersuchungen als „externe“ (d.h. bisher nicht oder sehr unzulänglich in betriebswirtschaftliche Kostenrechnungen eingehenden) Kosten der fossilen Energieversorgung ermittelt wurden. Der weitaus größte Anteil dieser externen Kosten resultiert aus den zukünftigen Schadenskosten eines ungebremsten Klimawandels (z. B. ~ 70 € CO₂/t in [Krewitt 2006]; 85 € CO₂/t in [Stern 2007], vgl. auch [NEEDS 2009]).

Die Annahmen zu den CO₂-Preise im Energiekonzept 2010 bewegen sich zwischen 13 €/t (2010) und 50 €/t in 2050 für das Referenzszenario und 75 €/t in 2050 für die Zielszenarien, entsprechen also etwa den Verläufen der Pfade A und B der Leitszenarien. In der Energieprognose 2009 [BMW 2009] wurden die CO₂-Preise modellintern ermittelt. Sie steigen kurzfristig (bis 2015) auf rund 40 €₂₀₀₇/t um danach bis 2030 wieder auf niedrige Werte um 28 €/t abzusinken. Erst nach 2030 sollen die CO₂-Preise wieder steigen und zwar auf 53 €/t in 2040 und 88 €/t in 2050. Erst dann wären also die geschätzten Kosten des Klimawandels [Krewitt 2006; NEEDS 2004] vollständig internalisiert.

Werden die CO₂-Preise auf den Brennstoffpreis aufgeschlagen, so zeigt sich, dass die Preisanstiege bei Erdgas überwiegend durch den Brennstoff selbst verursacht sind, während sie bei Steinkohle zum überwiegenden Teil und bei Braunkohle fast ausschließlich durch den Preis für CO₂-Zertifikate bestimmt werden². Daraus wird klar, dass ein unter Klimaschutzgesichtspunkten fairer Wettbewerb fossiler und erneuerbarer Energietechnologien wesentlich von der Wirksamkeit des zukünftigen Handels mit CO₂-Zertifikaten abhängt. Wird eine Konstellation niedriger fossiler Energiepreise und geringer CO₂-Preise, wie sie die Energieprognose 2009 unterstellt, vorgegeben, ist somit die zukünftige scheinbare Kostengünstigkeit der fossilen Energieversorgung praktisch „vorprogrammiert.“ Dies lässt sich am Beispiel der Differenzkosten des EE-Ausbaus sehr gut veranschaulichen (siehe dort).

² Ein CO₂-Preis von 30 €/t verteuert Öl um 2,23 €/GJ, Erdgas um 1,69 €/GJ, Steinkohle um 2,76 €/GJ und Braunkohle um 3,34 €/GJ

Die Entwicklung der Brennstoffpreise frei Kraftwerke ergibt sich aus obigen Preispfaden der Grenzübergangspreise (**Abbildung 2**). Die Pfade A und B bilden einen Korridor stetig steigender Brennstoffpreise, der in 2050 von einem etwa 1,7-fachen (Pfad B) bis knapp 3-fachen (Pfad A) realen Anstieg gegenüber 2009 ausgeht. Der Korridor schreibt den Anstiegstrend, der sich seit etwa 2000 trotz aller Preisschwankungen abzeichnet, fort. Damit erhöhen sich die Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke entsprechend. Nach wie vor gehen die Autoren davon aus, dass dieser Korridor repräsentativ für die zukünftig zu erwartenden Preisentwicklung fossiler Energien ist. Die Analysen des Öko-Instituts bewegen sich in diesem Korridor im mittleren (Erdgas) bis unteren Bereich (Kohle).

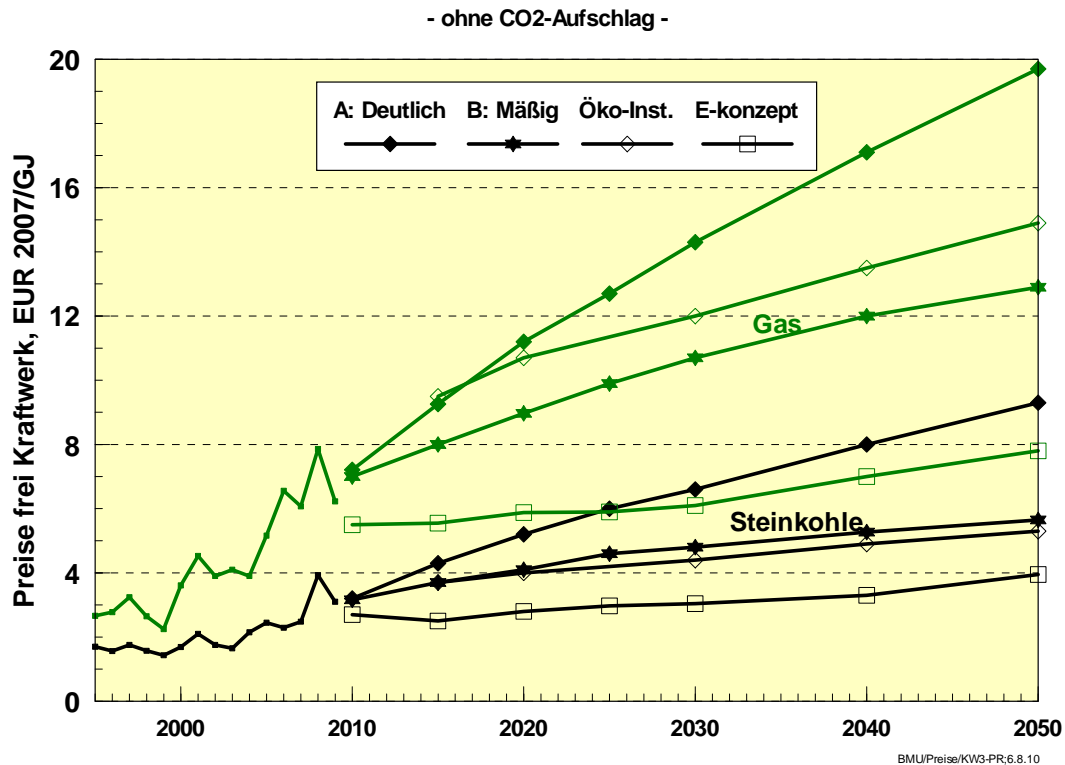


Abbildung 2: Brennstoffpreise frei Kraftwerk für die Pfade A und B der Basisszenarien im Vergleich zu Angaben des Öko-Instituts und den Annahmen zum Energiekonzept 2010 der Bundesregierung.

Extrem zurückhaltend bewegen sich dagegen die Brennstoffpreise für Kraftwerke im Energiekonzept 2010 der Bundesregierung. Bis 2030 ist kaum ein Anstieg festzustellen, erst danach bewegen sich die Werte leicht nach oben. Daraus resultieren auch etwa konstante Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke, die lediglich über die Kosten der CO₂-Emissionsrechte einen gewissen Preisanstieg erfahren. Mit der Festlegung nur einer, zudem sehr gering steigenden Energiepreisentwicklung werden damit Relationen zu den Kosten erneuerbarer Energien und zu den Kosten einer Effizienzsteigerung festgelegt, die in dieser Gewissheit so nicht gegeben sind. Das ist für eine energiepolitisch wichtige Untersuchung eine problematische Ausgangsbasis.

2. Stromgestehungskosten fossiler Kondensationskraftwerke

Einen Überblick über die Bandbreite der Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke zeigt **Abbildung 3**. Ausgehend von derzeit (2010) 5 – 7 cts/kWh_{el} sind in den Leitszenarien für den Preispfad A deutliche und für den Preispfad B merkliche Anstiege zu verzeichnen. Erdgas- und Steinkohlestrom kostet im Preispfad A im Jahr 2030 zwischen 10 und 11 cts/kWh_{el}, Strom aus Braunkohle 7,5 cts/kWh_{el}, im Preispfad B liegen die entsprechenden Werte für Erdgas- bei 8,2 cts/kWh_{el}, für Steinkohle- bei 7,8 cts/kWh_{el} und für Braunkohlekraftwerke bei 6 cts/kWh_{el}.

Vergleicht man mit den Angaben aus [EP 2009], so liegen die Stromgestehungskosten derzeit (2010) in ähnlicher Größe. Strom aus Braunkohle ist in der Energieprognose 2009 sogar etwas teurer als in den Leitszenarien. Der zukünftige Verlauf der Stromgestehungskosten ist jedoch grundsätzlich unterschiedlich. In den Leitszenarien übertreffen die Steigerungen der fossilen Energiepreise und der CO₂-Preise die Kostensenkungen infolge Wirkungsgraderhöhung und sinkender Investitionskosten deutlich. In der Energieprognose 2009 sinken dagegen die Stromgestehungskosten der Kraftwerke bis 2030 wegen nahezu unveränderter Brennstoffkosten um bis zu 0,5 cts/kWh_{el} gegenüber heute. Die Unterschiede zu den Stromgestehungskosten gemäß der Preispfade A und B der Leitszenarien steigen mit der Zeit beträchtlich. Für Steinkohle beträgt der Unterschied der beiden Untersuchungen (Leitszenarien, Pfad A) in 2030 ca. 3 ct/kWh, bei Gaskraftwerke sogar ca. 4 ct/kWh. Diese Unterschiede wirken sich natürlich gravierend auf die Beurteilung der Preiswürdigkeit des Ausbaus erneuerbarer Energien im Stromsektor aus.

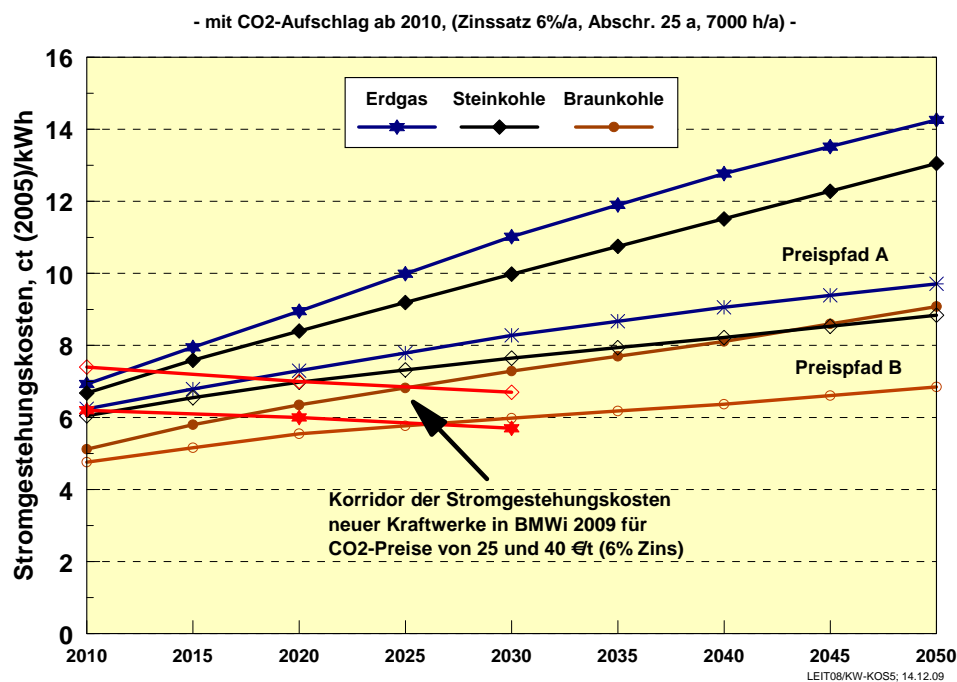


Abbildung 3: Bandbreite der Stromgestehungskosten neuer fossiler Kraftwerke (Vollaststunden 7000 h/a) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung (einschließlich CO₂-Aufschlag) der Preispfade A: „Deutlich“ und B: „Mäßig“ [BMU 2008] und Korridor der Stromgestehungskosten nach [EP 2009] für CO₂-Preise von 25 €/t und 40 €/t.

Aus den zukünftigen Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke lässt sich eine mögliche Bandbreite anlegbarer Strompreise³ ableiten (**Tabelle 2**) mit denen die erneuerbaren Energien verglichen werden können. Die anlegbaren Strompreise gemäß der Pfade A und B sind die aus der Sicht des Autors relevanten Werte, wenn zukünftig eine weltweit wirksame Klimaschutzstrategie betrieben wird und sich zudem Knappheitstendenzen fossiler Energieträger in den Preisen niederschlagen. Eine eher statische Fortschreibung der Vergangenheit, wie sie die Preisannahmen der

³ Es sind die Werte für die Einspeisung auf der Mittelspannungsebene angegeben (Kosten des konventionellen Kraftwerkparks + Verteilungskosten Hochspannungsebene 1,2 cts/kWh); außer der großen Wasserkraft, Wind-Offshore und zukünftig möglichen Import von EE speisen alle übrigen Anlagen auf der Mittelspannungsebene ein. Die Angaben sind nicht mit den **Börsenpreisen für Strom** zu verwechseln, die stärkeren Schwankungen ausgesetzt sind und die für die Ermittlung der aus dem EEG resultierenden Kostenumlage auf die Endverbraucher verwendet werden. In der Größenordnung stimmen die ermittelten Differenzkosten aber überein.

Energieprognose 2009 nahelegen, würde zu anlegbaren Strompreisen zwischen den Pfaden C „Sehr niedrig“ und der Extremannahme real konstanter Strompreise (Pfad D) führen.

Tabelle 2: Bandbreite anlegbarer Strompreise ³⁾ der fossilen Stromerzeugung zwischen den Extremfällen „Real konstanter Preis“ und „Ökologisch korrekter Preis“

Anlegbarer Strompreis (Mittelspannungsebene*) EUR (2005) /kWh					Volle Berücksichtigung externer Kosten **)
Jahr	Leitszenarien			"Konstant" Pfad D	
	Pfad A	Pfad B	Pfad C		
2010	0,0570	0,0570	0,0570	0,0570	0,1120
2011	0,0597	0,0581	0,0575	0,0570	0,1120
2012	0,0625	0,0593	0,0580	0,0570	0,1120
2013	0,0655	0,0605	0,0585	0,0570	0,1120
2014	0,0686	0,0617	0,0590	0,0570	0,1120
2015	0,0720	0,0630	0,0595	0,0570	0,1120
2016	0,0739	0,0644	0,0600	0,0570	0,1120
2017	0,0760	0,0659	0,0605	0,0570	0,1120
2018	0,0780	0,0675	0,0610	0,0570	0,1120
2019	0,0802	0,0690	0,0615	0,0570	0,1120
2020	0,0824	0,0707	0,0620	0,0570	0,1120
2025	0,0942	0,0770	0,0643	0,0570	0,1120
2030	0,1061	0,0833	0,0667	0,0570	0,112
2035	0,1165	0,0888	0,0697	0,0570	0,1165
2040	0,1269	0,0944	0,0727	0,0570	0,1268
2045	0,1386	0,1006	0,0763	0,0570	0,1386
2050	0,1503	0,1068	0,0798	0,0570	0,1503

*) Gestehungskosten des fossilen Kraftwerkparks (Mix Alt- und Neukraftwerke entsprechend [BMU 2008]) zuzüglich Verteilungskosten auf der Hochspannungsebene (bis 2020 einschl. Kernkraftwerke)

**) Ungefähre "Vollkosten" einer fossilen Stromerzeugung unter Einbeziehung der ökologischen Kosten lokaler Emissionen und von Klimaschäden

Als weiterer Grenzfall ist die volle Berücksichtigung der in verschiedenen Untersuchungen näherungsweise ermittelten externen Kosten der fossilen Stromerzeugung, die heute nicht in den Strompreisen enthalten sind, zur Ableitung des „ökologisch korrekten“ anlegbaren Strompreises herangezogen worden. Er liegt etwa bei 10 -12 cts/kWh, wobei für Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke die zusätzlichen Kosten gegenüber den betriebswirtschaftlich ermittelten Kosten recht hoch ausfallen (8 cts/kWh bzw. 6,5 cts/kWh), während sie bei Erdgas-GuD-Kraftwerken mit ~3 cts/kWh relativ gering sind [Krewitt 2006]. Mit CO₂-Preisen über 60 €/t, wie im Pfad A ab 2040 der Fall, wäre bereits ein großer Teil dieser Kosten internalisiert.

3. Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien

Ein wesentlicher Grund der stetigen Förderung erneuerbarer Energien resultiert aus der Erkenntnis, dass diese größtenteils „jungen“ Technologien noch beträchtliche Kostensenkungspotenziale besitzen. Diese können jedoch nicht ausschließlich durch F+E- Anstrengungen mobilisiert werden.

Vielmehr muss parallel dazu ein dynamisches Marktwachstum angestoßen und über eine längere Zeit aufrechterhalten werden, damit die produktionsseitigen Lerneffekte unter realen Bedingungen, also durch ein ausreichend hohes Mengenwachstum, mobilisiert werden können.

Zur Stimulation dieses Marktwachstums, welches sich allein über das Marktgeschehen nicht einstellen würde, hat sich das EEG als ideal geeignetes Instrument herausgestellt.⁴ Die Kosten der Stromerzeugung aus Windenergie- und Fotovoltaikanlagen konnten zwischen 1985 und 2005 von ursprünglich ca. 25 cts₂₀₀₅/kWh (Wind) bzw. ca. 50 cts₂₀₀₅/kWh (Fotovoltaik) auf jeweils rund ein Drittel gesenkt werden. Während Windkraftanlagen auf Land ihre Kostendegression damit schon weitgehend durchlaufen haben, kann die von einem noch hohen Niveau um 17 ct/kWh_{el} beginnende Kostendegression von Offshore-Windkraftanlagen längerfristig ebenfalls zu deutlich niedrigeren Kosten führen. Auch die Fotovoltaik besitzt noch weitere beträchtliche Kostensenkungspotenziale.

Berücksichtigt man diese Effekte in Form von Lernkurven, so führt der weitere Ausbau der EE gemäß der Leitszenarien zu weiteren Kostensenkungen für die meisten EE-Technologien, insbesondere bei denjenigen, die noch am Beginn ihrer energiewirtschaftlich relevanten Markteinführung stehen. Für die Stromerzeugung ist die entsprechende Entwicklung für Neuanlagen in **Abbildung 4** [BMU 2010] dargestellt. Weitere deutliche Kostendegressionen zeigen die Fotovoltaik, die (Off shore-) Windenergie und die Geothermie. Bei letzterer, wie auch bei den Technologien der Nutzung von Biomasse, die Strom und Nutzwärme in KWK-Anlagen bereitstellen, werden die Stromgestehungskosten insbesondere durch steigende Wärmegutschriften reduziert. Für die Biomasse ist aber zusätzlich die Kostenentwicklung der Brennstoffe von Bedeutung, die eine steigende Tendenz hat.

Für die EE-Technologien zur Stromerzeugung stellen sich längerfristig Gestehungskosten zwischen 5 und 9 cts/kWh_{el} ein, wobei dieser Wert bei Biomasse-Anlagen und bei Strom aus Erdwärme relativ stark von der Höhe der Wärmegutschrift abhängen. Auch die Fotovoltaik wird dann in mitteleuropäischen Breiten Stromgestehungskosten unter 10 cts/kWh_{el} erreichen. Eine Ausnahme stellt auch die Wasserkraft dar, bei der die Stromgestehungskosten neuer bzw. modernisierter Anlagen in Zukunft leicht steigen werden. Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten der im Basiszenario 2010 installierten Neuanlagen lagen in 2008 bei 12 cts/kWh_{el} (ohne Fotovoltaik bei 9,5 cts/kWh_{el}). Auf Grund des derzeit deutlichen Wachstums von Fotovoltaik- und von Biogasanlagen sowie der bevorstehenden Errichtung von Offshore-Windkraftanlagen werden sie bis 2012 noch auf etwa 14 ct/kWh_{el} steigen (ohne Fotovoltaik auf knapp 10 cts/kWh). Bis 2020 sinken sie dann kontinuierlich auf 9,3 ct/kWh_{el} (ohne Fotovoltaik 8,0 cts/kWh_{el}), bis 2030 auf 7,7 ct/kWh_{el} (7,1 ct/kWh_{el}) und schließlich bis 2050 auf rund 6 ct/kWh_{el}.

⁴ Diese Marktstimulation kann weder durch eine Quote noch durch den CO₂-Zertifikatehandel erreicht werden. Beide Instrumente können zwar relativ effektiv vorhandene emissionsärmere bzw. emissionsfreie Technologien in den Markt bringen, sie sind jedoch nicht in der Lage die für die Weiterentwicklung noch neuer bzw. noch nicht völlig marktreifer Technologien notwendige Investitionssicherheit zu gewährleisten.

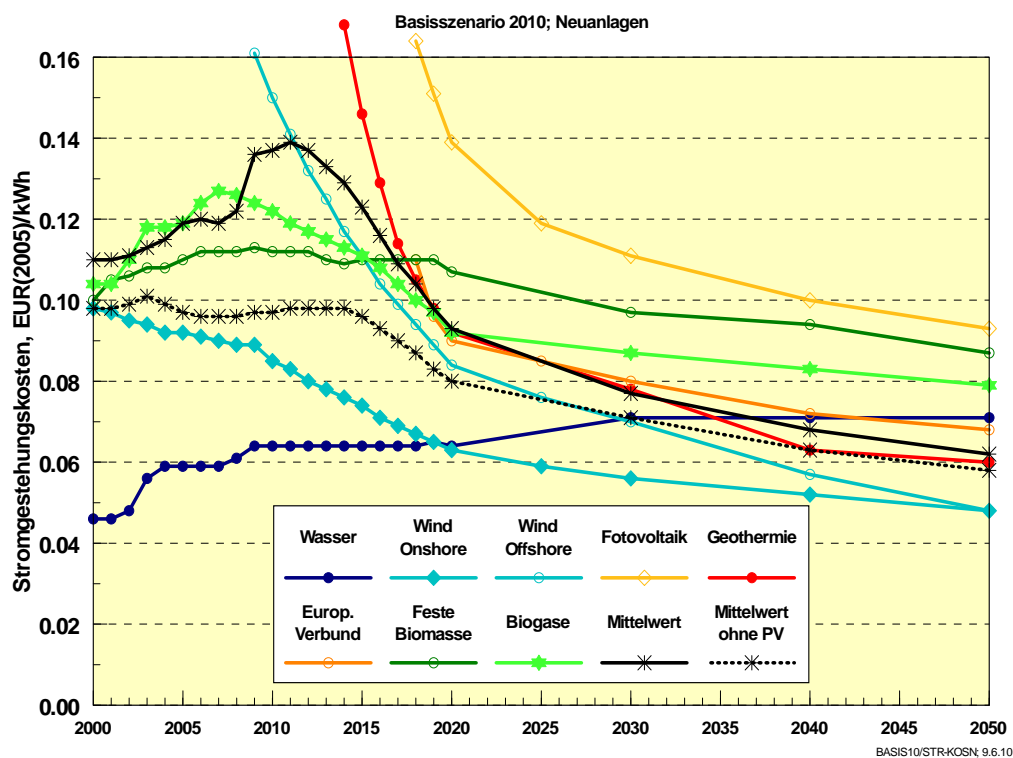


Abbildung 4: Kostenentwicklung der stromerzeugenden EE-Technologien bis 2050 und des Mittelwerts des gesamten EE-Mixes im Leitszenario 2008 (Geldwert 2005; realer Zinssatz 6%/a; jeweils Mittelwerte mehrerer Einzeltechnologien; Nullpunkt unterdrückt; [BMU 2009; 2010].

Auch für die Annahmen zu den zukünftigen EE-Gestehungskosten gibt es unterschiedliche Einschätzungen. Als Beispiel werden die unterstellten Stromgestehungskosten für Windkraftanlagen aus [EP 2009] mit den Annahmen des Basisszenarios 2010 verglichen (**Abbildung 5**). In [EP 2009] wird von deutlich geringeren zukünftigen Lerneffekten bei Windanlagen ausgegangen als in den Annahmen zu den Leitszenarien, was langfristig zu deutlich höheren Stromgestehungskosten mit Differenzen um 2-3 ct/kWh führt. Es ist aus heutiger Sicht jedoch nicht einzusehen, dass ab 2020 Kostensenkungen infolge weiterer Lerneffekte aufhören sollten. In Kombination mit gleichzeitig niedrigen Preissteigerungen fossiler Energieträger entsteht daraus eine vollständig andere Einschätzung hinsichtlich der Vorteilhaftigkeit eines Ausbaus erneuerbarer Energien. Mittels Sensitivitätsanalysen können diese unterschiedlichen Einschätzungen sichtbar gemacht werden.

Von entscheidender Bedeutung ist, dass die Kostenentwicklung der EE im Vergleich zu einer rohstoffbasierten Energieversorgung langfristig kalkulierbar ist, da sie überwiegend durch technologische Entwicklungen und den dazu erforderlichen Kapitaleinsatz, aber nur sehr gering durch sich verknappende Ressourcen oder durch geopolitisch kritische Entwicklungen beeinflusst wird. Die aktuellen Preisschwankungen beim Rohöl belegen dies eindrucksvoll. Diese Stabilität 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.

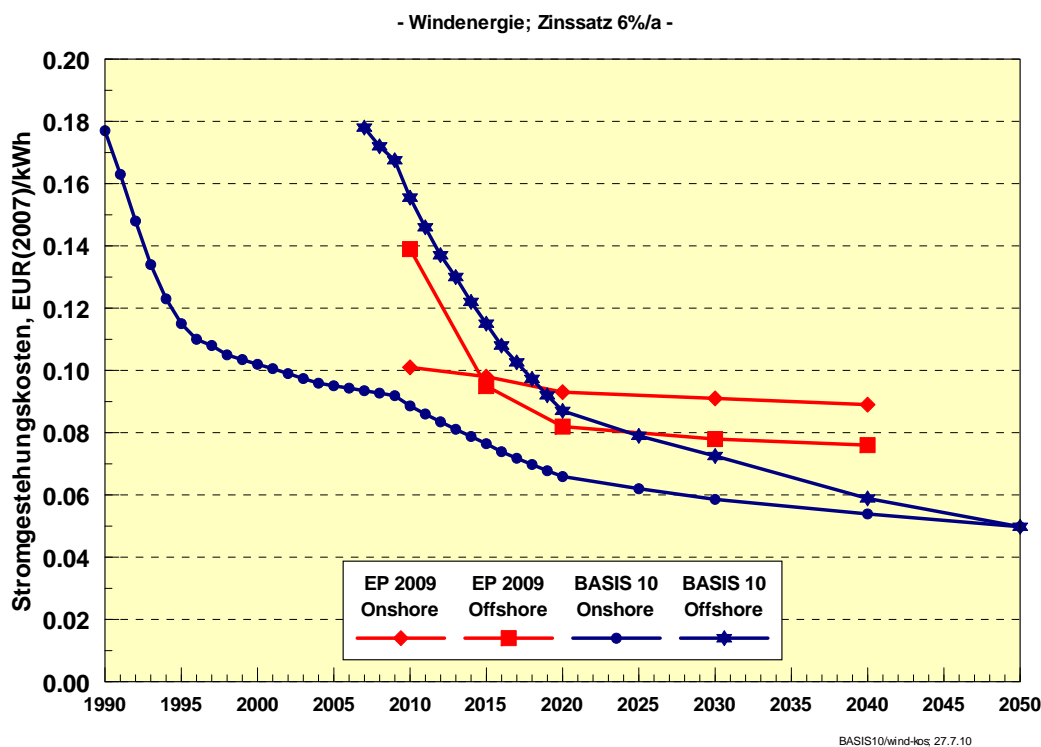


Abbildung 5: Entwicklung der Stromgestehungskosten von Onshore- und Offshore-Windanlagen in den Leitzszenarien und in der Energieprognose 2009 [EP 2009; S. 78]

4. Die Differenzkosten der Einführung erneuerbarer Energien in Deutschland.

4.1 Spartenspezifische Differenzkosten der EE-Stromerzeugung

Die oben beschriebene große Bandbreite an zukünftig denkbaren Kostenentwicklungen fossiler und erneuerbarer Energien erlaubt eine umfassende Darstellung der durch die Einführung der EE entstehenden Differenzkosten in Abhängigkeit der jeweiligen Preispfade für fossile Energien bzw. der daraus resultierenden und zum Vergleich herangezogenen Stromgestehungskosten. Um möglichst aktuelle Aussagen machen zu können, werden dazu die Angaben des Basisszenarios 2010, die auf den Daten des Jahres 2009 aufbauen [BMU 2010], verwendet. In diesem Szenario wird der Ausbau der Fotovoltaik, der erheblichen Einfluss auf die zu erwartenden Differenzkosten hat, mit 6 000 MW in 2010 und mit 4 500 MW in 2011 angenommen. Aufgrund der starken Degression der EEG-Vergütung wird danach von einer mittleren jährlichen Installationsrate von 3 500 MW/a ausgegangen.

Der spartenspezifische Verlauf der Differenzkosten der Stromerzeugung für das Basisszenario 2010 A zeigt die Dominanz der Differenzkosten der Fotovoltaik. Im Jahr 2009 lagen sie bei 3,1 Mrd. €/a (**Abbildung 6**; Preispfad A) und steigen weiterhin, bis sie um 2019 mit rund 8,2 Mrd. €/a ihren Höchstwert erreichen. Weitere nennenswerte Beträge erreichen derzeit die Windenergie mit knapp 2 Mrd. €/a und die Biomasse (einschl. Biogas) mit 1,5 Mrd. €/a. Wird die gesamte Wasserkraft betrachtet, so „spart“ sie in 2009 rund 0,3 Mrd. €/a gegenüber dem anlegbaren Strompreis ein.

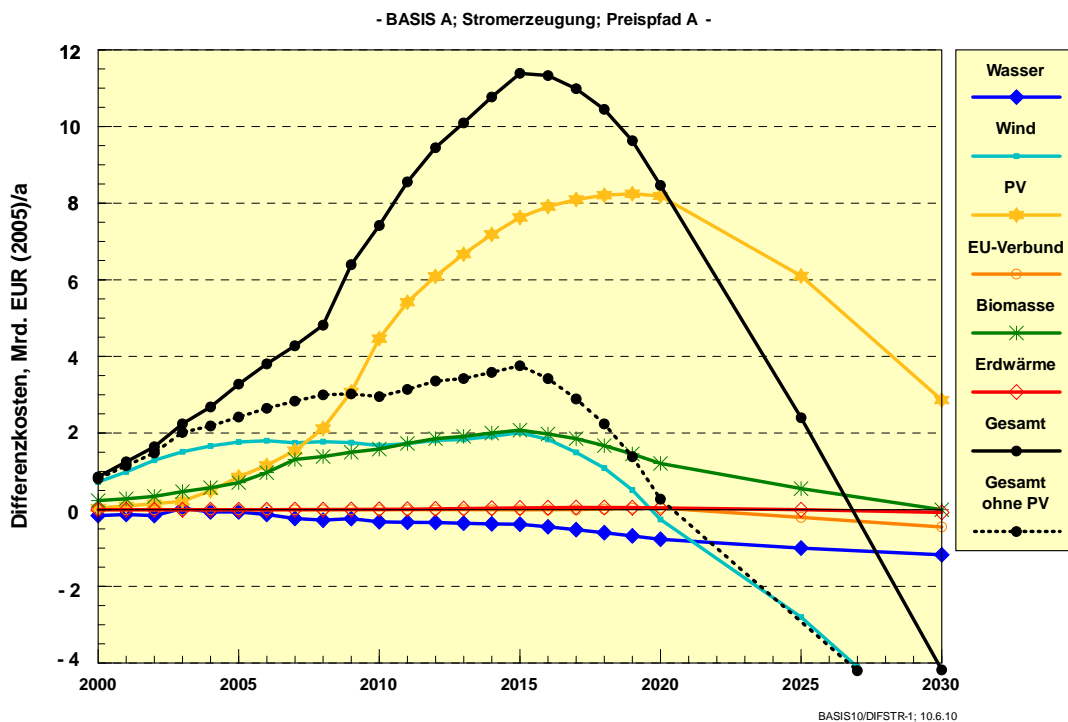


Abbildung 6: Spartenspezifischer Verlauf der Differenzkosten der Stromerzeugung aus EE im Basis-szenario 2010 A beim Vergleich mit den anlegbaren Strompreisen gemäß Preispfad A.

In der Summe steigen die Differenzkosten aller EE-Sparten ausschließlich der Fotovoltaik (gestrichelte Linie in Abbildung 4) trotz weiteren starken Zuwachses nur noch gering auf insgesamt 3,8 Mrd. €/a in 2015, da die Unterschiede zwischen Gestehungskosten der entsprechenden EE-Anlagen und anlegbaren Preisen stetig geringer werden. Sie erreichen in der Summe vor 2021 die Nulllinie. Bereits in 2030 reduzieren sie die Kosten der Stromerzeugung gegenüber einer konventionellen fossilen Stromerzeugung, deren Kosten dem Preispfad A folgen, um rund 7 Mrd. €/a. Sie tragen somit ab 2021 zur Kompensation der weiterhin hohen Differenzkosten der Fotovoltaik bei, sodass die Summenkurve für alle EE zusammen (ausgezogene schwarze Linie) um 2027 ebenfalls die Nulllinie durchschreitet, obwohl die Differenzkosten der Fotovoltaik dann noch bei rund 4 Mrd. €/a liegen. Der starke Fotovoltaikausbau bewirkt jedoch insgesamt, dass die gesamten Differenzkosten des EE-Ausbaus von derzeit rund 6,4 Mrd. €/a (ohne Wasserkraft 6,7 Mrd. €/a) in 2010 bereits auf rund 7,5 Mrd. €/a steigen. Das Wachstum setzt sich fort bis 2015 mit einem Maximum von 11,4 Mrd. €/a, um dann jedoch deutlich zu sinken.

In **Abbildung 7** sind die Differenzkosten des EE-Ausbaus im Basisszenario 2010 A für den Preispfad A nach 10-Jahres-Abschnitten zusammengefasst, wobei für den ersten Abschnitt bis 2009 die negativen Differenzkosten der Wasserkraft erst ab dem Jahr 2000 berücksichtigt werden, also eine Unterschätzung darstellen. Bis 2009 waren insgesamt 31 Mrd. € an Differenzkosten aufgelaufen. Bis 2020 werden weitere 108 Mrd. € entstehen, wovon auf die Fotovoltaik mit 78 Mrd. €, also 72%, der weitaus größte Anteil entfällt. Im Zeitabschnitt 2021-2030 sind neben der Wasserkraft, auch die Differenzkosten für Wind, Geothermie und EE-Import negativ (insgesamt – 39 Mrd. €), sodass die noch positiven Differenzkosten von Biomasse und ein Teil der Differenzkosten der Fotovoltaik kompensiert werden und ein Saldo von +21 Mrd. € verbleibt. Danach wachsen die Einspareffekte der EE enorm. In der Dekade 2031-2040 ersparen sie der Volkswirtschaft, gemessen am Preis-

pfad A für fossile Energien, bereits 145 Mrd. €. Damit sind auch die bis 2030 aufgewandten Differenzkosten von insgesamt 160 Mrd. € nahezu vollständig „zurückgezahlt“. Die Zeitperiode 2041 – 2050 wäre dann mit einer „Einsparung“ von 346 Mrd. € ein großer Gewinn für die Volkswirtschaft.

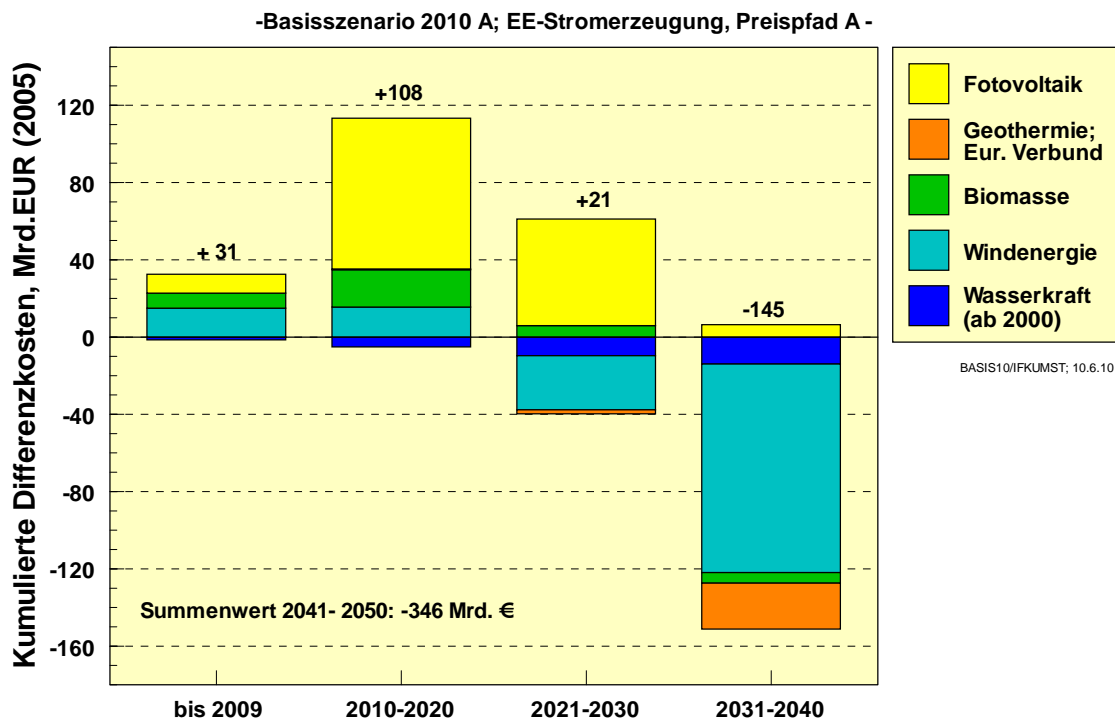


Abbildung 7: Kumulierte Differenzkosten der Stromerzeugung aus EE für 10-Jahres-Abschnitte.

4.2 Die Abhängigkeit der Differenzkosten von den Energiepreispfaden

Von großer Bedeutung für die volkswirtschaftliche Bewertung des EE-Ausbaus ist die Abhängigkeit der Differenzkosten des EE-Ausbaus von den unterstellten Entwicklungen der Preise fossiler Energieträger und der anlegbaren Preise für Strom. Diese Abhängigkeit wird zunächst für die EE-Stromerzeugung ohne Fotovoltaik dargestellt (**Abbildung 8**). Wie bereits aus Abbildung 4 ersichtlich, steigen im Fall des Preispfads A diese Differenzkosten nur noch geringfügig, um dann um das Jahr 2021 die Nulllinie zu durchschreiten. Auch beim Preispfad B ist tendenziell dieselbe Entwicklung sichtbar. Nach einem Maximum mit 3,8 Mrd. €/a um 2015 sinken die Differenzkosten wieder, bis sie um das Jahr 2030 die Nulllinie erreichen. Bei sehr niedrigen anlegbaren Strompreisen (Pfad C) würde sich das hohe Niveau der maximalen Differenzkosten von ca. 4,8 Mrd. €/a bei dem angenommenen Wachstumspfad der EE im Basisszenario 2010 bis ca. 2030 halten. Erst kurz vor 2040 hätten die Differenzkosten die Nulllinie erreicht.

Ein genau gegensätzliches Bild zeigt die Verknüpfung mit dem Preispfad E („Vollkosten der fossilen Stromversorgung“). Müsste die fossile Strombereitstellung bereits heute die durch sie verursachten ökologischen Kosten durch Luftschadstoffe und insbesondere den zukünftigen Klimawandel voll berücksichtigen, so würde bereits der bisher erfolgte Ausbau der EE und erst recht der zukünftige Ausbau die Volkswirtschaft erheblich entlasten. Derzeit wäre dann die jetzige EE-Stromerzeugung (ohne Fotovoltaik) um jährlich ca. 2 Mrd. €/a kostengünstiger und dieser Betrag würde sich mit zunehmendem EE-Ausbau rasch steigern.

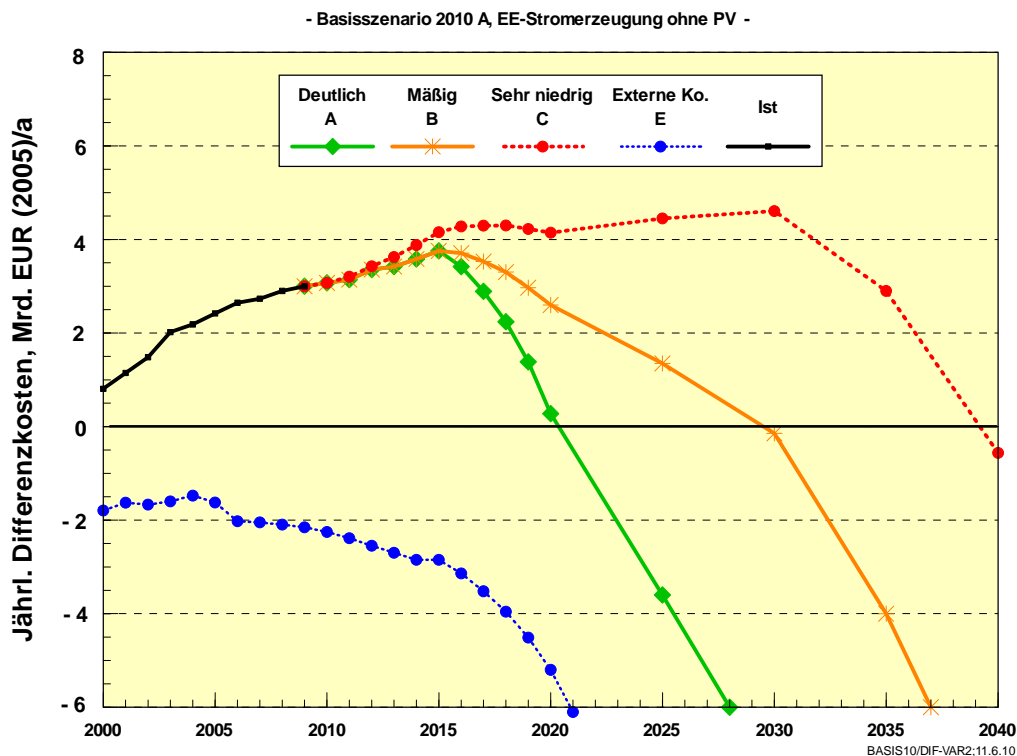


Abbildung 8: Differenzkosten des EE-Ausbaus im Strombereich (ohne Fotovoltaik) für verschiedene Annahmen zu zukünftig anlegbaren Strompreisen.

Kumuliert man die Differenzkosten des EE-Ausbaus, so muss dies über einen längeren Zeitraum geschehen (**Tabelle 3**; EE ohne Fotovoltaik), um nicht zu falschen Schlussfolgerungen hinsichtlich ihrer Wirkungen auf die Volkswirtschaft zu kommen. Bis auf den Pfad E wachsen die kumulierten Differenzkosten des EE-Ausbaus zunächst (dunkelgrau unterlegte Felder). Für den Pfad A endet diese Periode bereits um 2020, sie verschiebt sich in den anderen Pfaden und ist im Extremfall D auch 2050 noch nicht abgeschlossen. In der darauffolgenden Phase (hellgrau unterlegt) beginnt die Tilgung der erbrachten Vorleistungen. Für den Pfad A ist die volle Tilgung bereits kurz nach 2030 erreicht. Im Jahr 2040 beträgt das Saldo bereits 134 Mrd. € zugunsten der EE, im Jahr 2050 gut 450 Mrd. €. Für den Pfad B stellt sich ein positives Saldo zugunsten der EE erst nach 2045 ein, in 2050 beläuft es sich auf 124 Mrd. €. Für die Pfade C und D mit niedrigen bis keinen zukünftigen (realen) Preissteigerungen fossil erzeugten Stroms würden sich die Differenzkosten auf ein hohes bis sehr hohes Niveau kumulieren.

Tabelle 3: Kumulierte Differenzkosten des EE-Ausbaus im Stromsektor gemäß Basisszenario 2010 A (ohne Fotovoltaik) für fünf unterschiedliche Pfade des anlegbaren Strompreises (Mrd. €₂₀₀₅)

Preispfade	A	B	C	D	E
bis 2009	21	21	21	21	-16
bis 2020	52	58	64	69	-51
bis 2030	18	70	108	132	-121
bis 2040	-134	21	128	200	-281
bis 2050	- 454	-124	94	254	-601

4.3 Differenzkosten des Fotovoltaikausbaus⁵

Auch der offensichtlich aufwändige Ausbau der Fotovoltaik muss vor dem Hintergrund unterschiedlicher Strompreispfade betrachtet werden. Das Ergebnis ist - zunächst in jährlich anfallenden Differenzkosten – in **Abbildung 9** dargestellt. Wegen des derzeit und in absehbarer Zukunft noch relativ hohen Unterschieds der Gestehungskosten der Fotovoltaik zu den anlegbaren Strompreisen (selbst im Fall des Pfads E) steigen die Differenzkosten der Fotovoltaik zunächst deutlich an und zeigen deutlich geringere Unterschiede zwischen den Preispfaden als die anderen EE.

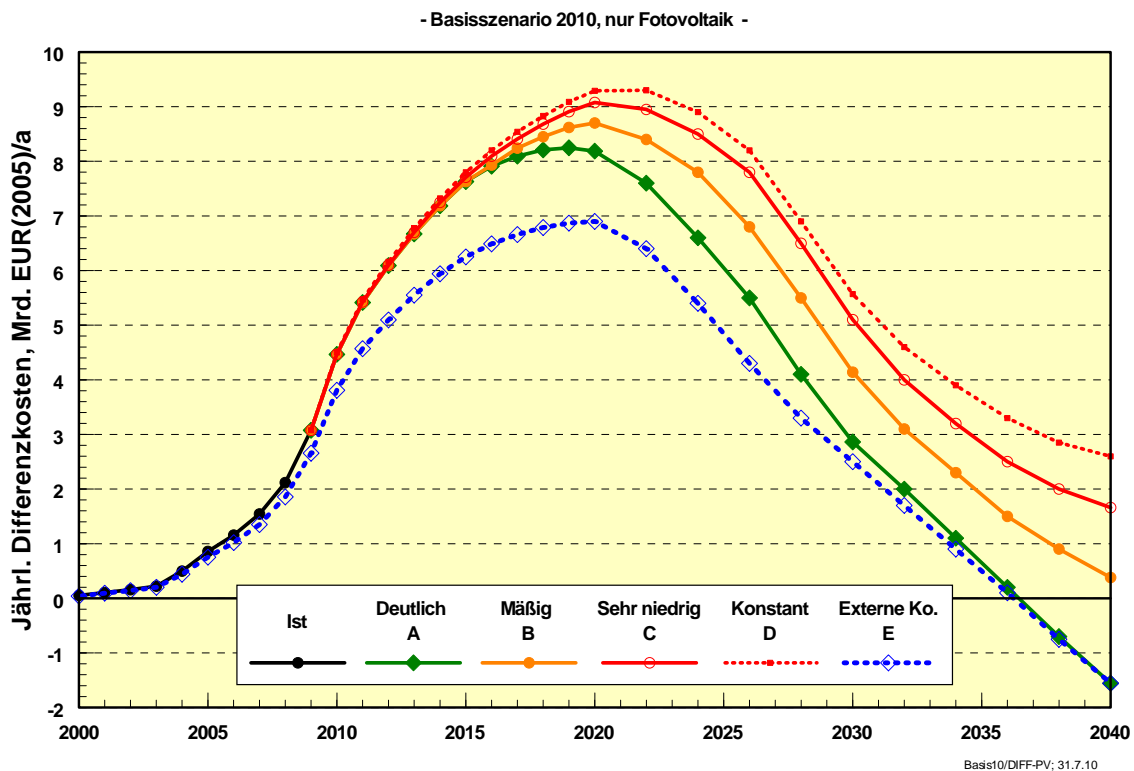


Abbildung 9: Jährlich anfallende Differenzkosten des Fotovoltaikausbaus gemäß Basisszenario 2010 für verschiedene Annahmen zu zukünftig anlegbaren Strompreisen.

⁵ Hier wird Fotovoltaikstrom mit den anlegbaren Strompreisen gemäß Tabelle 2 bewertet. Nach Erreichen der sog. „Netzparität“ kann der Teil des PV-Stroms, der zeitgleich mit der Erzeugung verbraucht werden kann, mit den Strombezugskosten auf der Niederspannungsebene verglichen werden. Dadurch können sich die errechneten Differenzkosten beträchtlich reduzieren.

Sie erreichen ein Maximum von 8,2 Mrd. €/a (Pfad A) bis 9,1 Mrd. €/a (Pfad C). Die Extremfälle Pfad D und Pfad E weichen mit 9,3 Mrd. €/a bzw. 6,9 Mrd. €/a nicht allzu weit nicht davon ab. Wegen der weiteren, stetigen Kostendegression der Fotovoltaik (Mittelwert in Deutschland in 2020: 14 cts/kWh_{el}; in 2030: 11 cts/kWh_{el} und in 2050: 9 cts/kWh_{el} im Basisszenario 2010) sinken aber danach die Differenzkosten der Fotovoltaik trotz weiteren Zubaus deutlich. Im Fall des Pfades A bewirkt die Fotovoltaik frühestens 2036 keine Differenzkosten mehr. Dieser Schnittpunkt verschiebt sich für den Pfad C bis nach 2050.

Entsprechend fallen auch die kumulierten Differenzkosten der Fotovoltaik (**Tabelle 4**) aus. Im Pfad A steigen sie bis 2040 auf 150 Mrd. € und belaufen sich auch in 2050 noch auf 124 Mrd. €. Auch in Pfad B wird noch in 2040 das Maximum erreicht, allerdings mit 177 Mrd. € auf einem höheren Niveau. Auch beim Preispfad E würden die kumulierten Differenzkosten des Fotovoltaikausbaus im Basisszenario 2010 noch auf 126 Mrd. € auflaufen. Betrachtet man nur die bis Ende 2010 errichteten Fotovoltaikanlagen (insgesamt rund 16 GW; davon allein zwischen 2008 und 2010 knapp 10 GW) und legt den Preispfad A zugrunde, so kumulieren sich die auflaufenden Differenzkosten bis 2010 auf knapp 14 Mrd. €, bis 2020 auf 57 Mrd. € und bis zum Ende ihrer Nutzungsdauer um 2030 auf rund 76 Mrd. €.

Tabelle 4: Kumulierte Differenzkosten des Fotovoltaikausbaus gemäß Basisszenario 2010 für fünf unterschiedliche Pfade des anlegbaren Strompreises (Mrd. €₂₀₀₅)

Preispfade	A	B	C	D	E
bis 2009	10	10	10	10	8
bis 2020	88	90	91	92	74
bis 2030	143	154	161	166	121
bis 2040	150	177	195	207	126
bis 2050	124	174	207	231	100

Diese beträchtlichen Beträge legen es nahe, den bisher in Deutschland durch das EEG erfolgreich induzierten Ausbau der Fotovoltaik – der eine wesentliche Voraussetzung für die Etablierung der deutschen Fotovoltaikindustrie war - nicht mehr mit den Zuwachsraten der letzten Jahre weiterzuführen, sondern durch eine deutliche Reduktion der Einspeisevergütungen das deutsche Marktvolumen zu drosseln. Dies ist inzwischen mit Wirkung vom 1. Juli geschehen und wird in einer 2. Stufe zum 1.Okt. weitergeführt. Dadurch wächst die Notwendigkeit, das derzeitige Marktgleichgewicht (in 2009 wurden rund 40% der weltweit zugebauten PV-Leistung in Deutschland installiert) durch die beschleunigte Ausweitung anderer, vom Strahlungsangebot her günstigerer Märkte auszugleichen. Damit käme die ursprüngliche Intention des EEG, den Aufbau der deutschen PV-Industrie durch die Etablierung des heimischen Marktes zu unterstützen, wieder deutlicher zum Ausdruck. Außerdem könnte durch eine erhebliche Beteiligung der deutschen PV-Industrie am wachsenden Weltmarkt die aufgewandten Vorleistungen durch entsprechende Exporterfolge rascher kompensiert werden. Wird die mögliche Kostendegression auf dem Weltmarkt weitergeführt, so spricht nichts dagegen zu einem späteren Zeitpunkt, also bei nur noch geringen oder überhaupt keinen Kostenunterschieden zum allgemeinen Strompreisniveau auch in Deutschland den Fotovoltaikmarkt wieder auszuweiten.

4.4 Zusammenfassung der Differenzkosten im Stromsektor

Werden alle stromerzeugenden EE-Anlagen zusammengeführt, so ergibt sich für die jährlich anfallenden Differenzkosten das in **Abbildung 10** und **Tabelle 5** dargestellte Bild. Eine Preisentwicklung gemäß Pfad A führt zu Differenzkosten (vgl. auch Abbildung 4) von maximal 11,5 Mrd. €/a in 2015 und erreichen um 2027 die Nulllinie. Im Jahr 2040 (Tabelle 5) sind die Vorleistungen auch unter Einschluss der Fotovoltaik nahezu getilgt. Für den Pfad B dauert die Tilgung bis kurz nach 2050.

Im Pfad A werden im Jahrzehnt 2041- 2050 die Energiekosten gegenüber einer fossilen Stromversorgung bereits um 330 Mrd. € verbilligt. Auch unter Einbeziehung der Fotovoltaik zeigt sich am Beispiel des Pfades E die eindeutige ökologische Vorteilhaftigkeit des EE-Ausbaus. Die Differenzkosten würden nur kurzfristig über das Nullniveau steigen und erreichten maximal 3,5 Mrd. €/a. Die hohen kumulierten negativen Differenzkosten dieses Pfades zeigen deutlich, welcher „Schaden“ der Volkswirtschaft durch die noch sehr unzulängliche Internalisierung der Kosten eines verschleppten Klimaschutzes entstehen.

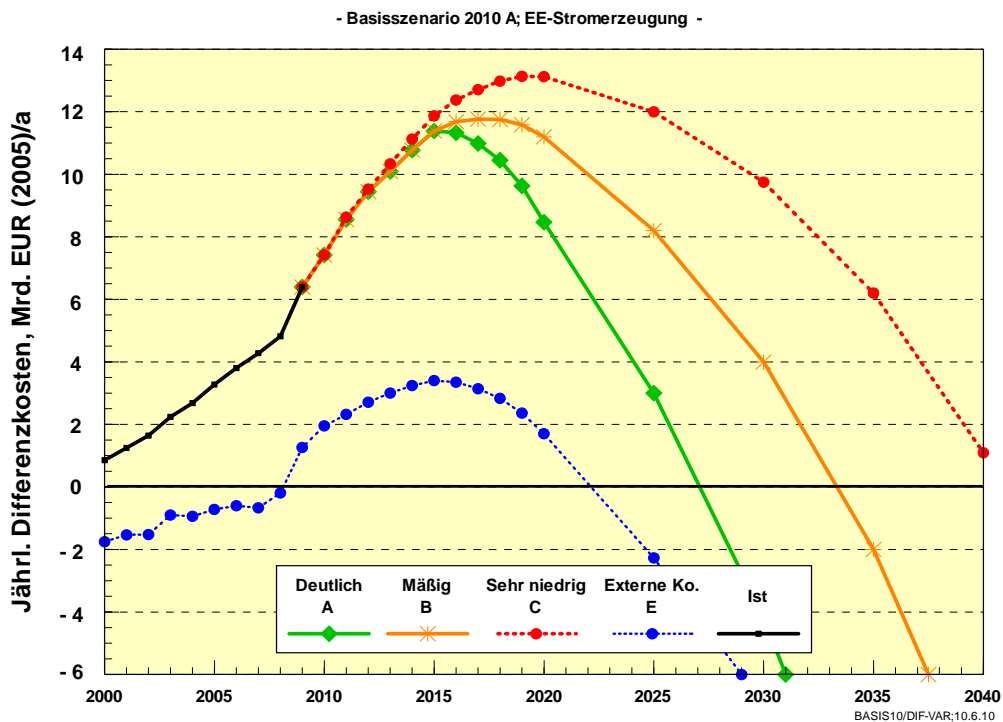


Abbildung 10: Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus im Strombereich für verschiedene Annahmen zu den zukünftigen anlegbaren Strompreisen.

Tabelle 5: Kumulierte Differenzkosten des EE-Ausbaus im Stromsektor gemäß Leitszenario 2009-PV für fünf unterschiedliche Pfade des anlegbaren Strompreises (Mrd. €₂₀₀₅)

Preispfade	A	B	C	D	E
bis 2009	31	31	31	31	-8
bis 2020	140	148	155	161	+23
bis 2030	161	224	269	298	0
bis 2040	16	198	323	407	-155

bis 2050	- 330	51	301	485	-501
----------	-------	----	-----	-----	------

Tendieren die zukünftig anlegbaren Strompreise dagegen in Richtung Pfad C (oder gar Pfad D) würden die Differenzkosten beträchtliche Ausmaße annehmen. In Pfad C steigen die kumulierten Werte bis 2040 auf 323 Mrd. €, um erst danach wieder leicht abzunehmen. Im Extremfall (Pfad D) würden die Differenzkosten bis 2050 sogar auf 485 Mrd. € auflaufen. Hält man die dahinterliegenden Kosten- und Preisrelationen für angemessen (vgl. EP 2009; teilweise auch die Werte des Energiekonzepts 2010), so kommt man hinsichtlich der Angemessenheit eines EE-Ausbau zu deutlich anderen Schlussfolgerungen als im Fall der für die Leitszenarien unterstellten Relationen. Eine derartige Entwicklung entspricht aber in der Praxis einem weitgehenden Versagen der Energie- und Klimaschutzpolitik, weil anfallende externe Kosten durch unzulängliche Instrumente nicht in ausreichendem Maß internalisiert würden. Die kumulierten Differenzkosten des Pfades E zeigen, dass in der betriebswirtschaftlichen Praxis hohe externe Kosten der fossilen Stromerzeugung bisher und auch in näherer Zukunft unberücksichtigt bleiben und damit ein rasches und erfolgreiches Einschwenkungen auf einen wirksamen Klimaschutzpfad beträchtlich erschweren. Auch unter dem Gesichtspunkt eines wirksamen Klimaschutzes, wie er dem Pfad A entspricht, ist es aber erforderlich die volkswirtschaftlichen Wirkungen des EE-Ausbau bis mindestens 2030 zu betrachten, um nicht zu vorschnellen Aussagen hinsichtlich der vermeintlich zu hohen Belastungen der Volkswirtschaft zu kommen.

4.5 Differenzkosten des gesamten EE-Ausbau

Auch der Ausbau der EE im Wärme- und Kraftstoffsektor verursachen derzeit noch Differenzkosten. Diese werden abschließend den Differenzkosten der EE-Stromversorgung gegenübergestellt (**Abbildung 11**). Summiert über alle Sektoren beliefen sich die Differenzkosten des EE-Ausbau im Jahr 2009 auf knapp 11 Mrd. €/a. Davon entstammen 60% der Stromversorgung. Die Differenzkosten der EE-Stromerzeugung stellen den bedeutendsten Beitrag des gesamten EE-Ausbau, dar. Grund dafür sind die Differenzkosten der Fotovoltaik (vgl. Linie „Strom ohne PV“). Die gesamten Differenzkosten steigen bei einer Preisentwicklung entsprechend Pfad A noch auf ein Maximum von 15,8 Mrd. €/a im Jahr 2015; davon 11,5 Mrd. €/a für den Stromsektor, 2,8 Mrd. €/a für den Wärmesektor und 1,5 Mrd. €/a für den Kraftstoffsektor. Bereits um das Jahr 2025 entstehen keine Differenzkosten mehr. Die dann noch im Stromsektor und bei den Kraftstoffen auftretenden Differenzkosten werden durch die negativen Differenzkosten bei der Wärmeversorgung kompensiert. Erneuerbare Energien decken zu diesem Zeitpunkt bereits rund 25% des gesamten Endenergieverbrauchs. Die danach eintretenden negativen Differenzkosten bedeuten, dass EE nach diesem Zeitpunkt das Preisniveau der Energieversorgung stabilisieren, das gemäß den Annahmen des Preispfads A ansonsten stetig weiter steigen würde.

In **Abbildung 12** sind die Differenzkosten des gesamten EE-Ausbau nach 10-Jahres-Abschnitten zusammengefasst (vgl. **Abbildung 5** für EE-Strom allein). Bis 2009 sind für den gesamten EE-Ausbau rund 60 Mrd. € aufgelaufen, wenn gegen die bisherigen anlegbaren Strom-, Wärme- und Kraftstoffpreise verglichen wird. Addiert man die folgenden 10-Jahresblöcke hinzu, so zeigt sich, dass bis 2020 die kumulierten Differenzkosten auf 181 Mrd. € steigen, wenn man die Preisentwicklung gemäß Pfad A zugrunde legt. Bis 2030 steigen die kumulierten Werte praktisch nicht mehr. Ende 2040 liegt der kumulierte Wert der Differenzkosten aller EE-Technologien mit –72 Mrd. € bereits im negativen Bereich. Zur Jahrhundertmitte hat dann die Versorgung mit Energien aus EE der Volkswirtschaft bereits rund 640 Mrd. € gegenüber einer fossilen Energieversorgung eingespart.

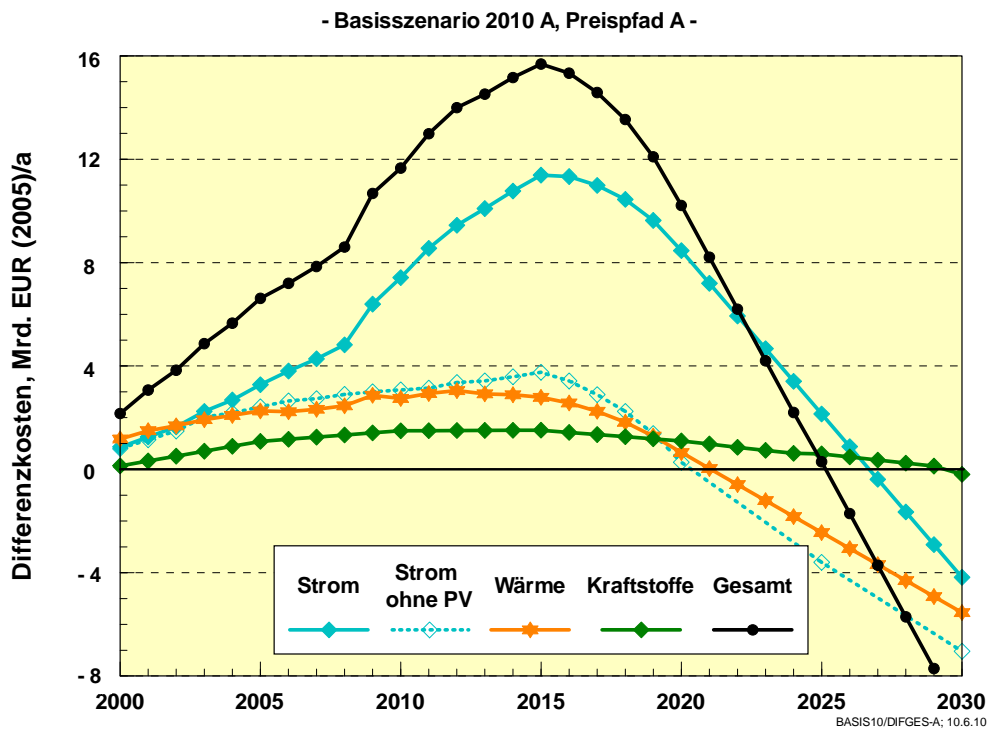


Abbildung 11: Jährliche Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus im Basisszenario 2010 für anlegbare Preise gemäß Preisfad A.

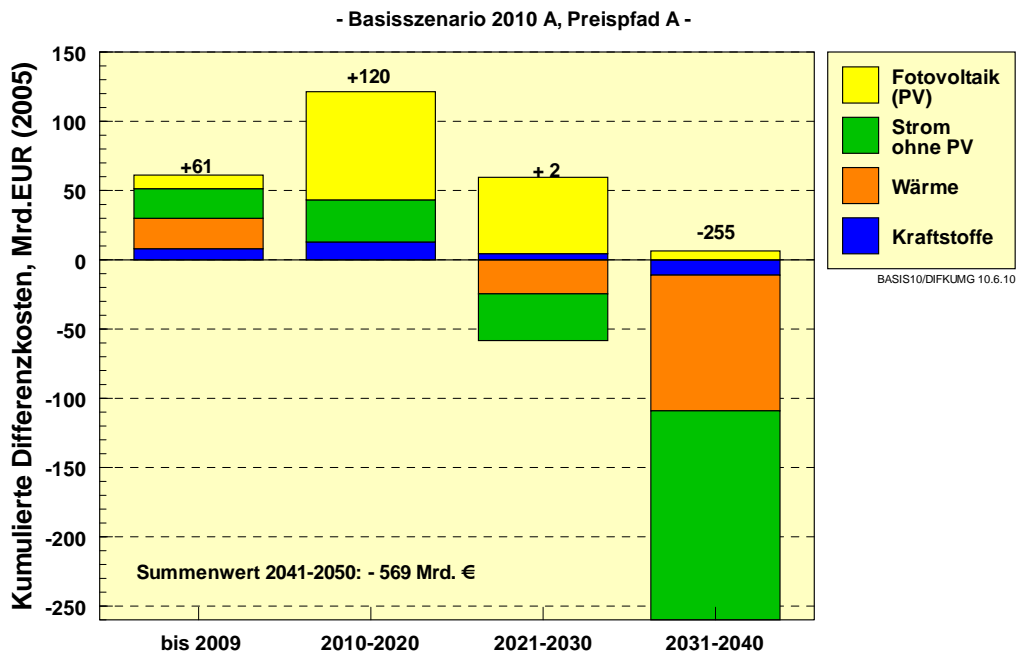


Abbildung 12: Kumulierte Differenzkosten der Energiebereitstellung aus EE nach verschiedenen Anwendungen für ungefähre 10-Jahres-Abschnitte.

Der Vorteil dieser langfristig angelegten Transformationsstrategie der Energieversorgung in Richtung EE-Ausbau (begleitet von einer wirksamen Effizienzstrategie) zeichnet sich heute bereits ab. Neue Arbeitsplätze in innovativen Wachstumsbranchen wurden geschaffen, die Wettbewerbschancen der einschlägigen deutschen Unternehmen auf dem Weltmarkt sind ausgezeichnet. Ihre positiven ökonomischen Wirkungen zeigen sich vollständig ab etwa 2025. Zu diesem Zeitpunkt treten im Mittel keine Differenzkosten mehr auf (bei Wind bereits um 2020; bei Wärme gesamt um

2023). Ab diesem Zeitpunkt werden der Volkswirtschaft durch die Nutzung der EE Aufwendungen erspart, die andernfalls für die zusätzliche Versorgung mit fossilen Energien aufgewandt werden müssten. Auf diese Weise erfolgt die „Tilgung“ der bis dahin aufgewandten Vorleistungen, die kurz vor 2040 (Preispfad A, siehe Abbildung 10) abgeschlossen ist. Der Verlauf der Differenzkosten zeigt, dass der Ausbau der EE (und in ähnlicher Weise eine Strategie der verstärkten Effizienz, deren monetäre Wirkung hier nicht betrachtet wurde) dafür sorgt, dass – abgesehen von ihrer ökologischen Vorteilhaftigkeit - die zukünftige Versorgung mit Energien überhaupt noch zu erschwinglichen Kosten zur Verfügung gestellt werden kann.

5. Fazit

Es bestätigt sich die Erkenntnis, dass die Bewertung der Vorteilhaftigkeit eines deutlichen Ausbaus erneuerbarer Energien entscheidend von der Einschätzung der zukünftigen Preiswirkungen fossiler Energieressourcen und von wirksamen Klimaschutzmaßnahmen („CO₂-Preise“) abhängt. Wer zukünftig auf (real) kaum steigende oder näherungsweise konstante Energiepreise setzt, kommt hinsichtlich des ökonomischen Nutzens eines EE-Ausbaus zu weitgehend negativen Schlussfolgerungen. Damit werden Haltungen verstärkt, die in Klimaschutzmaßnahmen lediglich Belastungen und mögliche Wachstumseinbußen der Volkswirtschaft sehen. Er bleibt dann allerdings auch die Antwort schuldig, wie vor diesem Hintergrund der notwendige Strukturwandel der Energieversorgung innerhalb nur weniger Jahrzehnte stattfinden kann, der für einen weltweit wirksamen globalen Klimaschutz erforderlich ist.

Schon aus Vorsorgegründen, aber auch um die negativen Auswirkungen immer stärker schwankender und im Mittel mit sehr großer Wahrscheinlichkeit steigender Energiepreise abzufedern, ist es empfehlenswert, Energiekonzepte und Energieszenarien vor dem Hintergrund merklich und stetig steigender Energiepreispfade zu bewerten. Sonst besteht die Gefahr, dass der Energiepolitik unzulängliche Empfehlungen für die zu ergreifenden Maßnahmen auf den Weg gegeben werden. Auch Unternehmen und Privatinvestoren könnten dadurch von den notwendigen Investitionen in neue Energietechnologien abgehalten werden. In diese Preispfade müssen auch Annahmen zur Entwicklung von CO₂-Preisen einfließen, die sich an den wahrscheinlichen Schadenskosten eines unterlassenen Klimaschutzes orientieren. Es spricht sehr viel dafür, dass der wirtschaftliche „Schaden“ einer möglicherweise zu hoch eingeschätzten Energiepreisentwicklung wesentlich geringer ist, als der einer zu niedrig angenommenen Entwicklung, da verlorene Zeit nachträglich teuer erkaufte werden muss. Erfreulichweise verbreitet sich diese Erkenntnis zusehends, wie u.a. auch die Energiepreisannahmen im jüngsten World Energy Outlook 2009 der Internationalen Energieagentur [IEA 2009] zeigen.

6. Literatur

BMU 2008: J. Nitsch: „Leitstudie 2008 - Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien.“ Untersuchung im Auftrag des BMU; in Zusammenarbeit mit DLR Stuttgart, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart, Oktober 2008.

BMU 2009: „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien – Teil 1: J. Nitsch, B. Wenzel: Leitszenario 2009.“ Untersuchung im Auftrag des BMU; DLR Stuttgart, IfnE Teltow., August 2009.

BMU 2010: „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien – J. Nitsch: Zwischenbericht zu den Eckdaten des Basisszenarios 2010. Im Auftrag des BMU; DLR Stuttgart, Juli 2010.

BMWi 2005: „Energieraport IV – Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030“ Untersuchung von Prognos, EWI im Auftrag des BM für Wirtschaft und Technologie. Köln, Basel, April 2005

BMWi 2010: Energiedaten – Zahlen und Fakten. Nationale und internationale Entwicklung. Hrsg. BM für wirtschaft und Technologie, Fassung vom 20.5. 2010

EP 2009: U. Fahl, M. Fondel, A. Löschel u.a.: „Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 (Energieprognose 2009)“, Hauptbericht, Untersuchung im Auftrag des BMWi, IER Stuttgart, RWI Köln, ZEW Mannheim, März 2010

IEA 2008: „World Energy Outlook 2008“, OECD/IEA, Paris 2008

IEA 2009: „World Energy Outlook 2009“, OECD/IEA, Paris 2009

IE 2009: M. Reichmuth u.a.: „Jahresprognose EEG-Einspeisung zur Bestimmung der EEG-Umlage 2010.“ Leipziger Institut für Energie GmbH.

Krewitt 2006: W. Krewitt, B. Schloman: Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern.“ Gutachten für das BMU, DLR Stuttgart, ISI Karlsruhe, März 2006.

NEEDS 2009: Project NEEDS (New Energy Externalities Developments for Sustainability) des 6. EU-Rahmenprogramms; Projektnummer 502687; Deliverable Nr. 6.1-RS1a: „External costs from emerging electricity generation technologies.“ 24. März 2009.

Matthes 2010: F. Matthes: „Energiepreise für aktuelle Modellierungsarbeiten – Teil1: Preise für Importenergien und Kraftwerksbrennstoffe“. Öko-Institut Berlin, März 2010.

Stern 2007: Stern Review „The Economics of Climate Change.“ 2007