

---

# Kostenbilanz des Ausbaus erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung bei unterschiedlichen Preisbildungen am Strommarkt

JOACHIM NITSCH UND THOMAS PREGGER

---

Joachim Nitsch, ehem. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart, E-Mail: jo.nitsch@t-online.de  
Thomas Pregger, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart, E-Mail: thomas.pregger@dlr.de

---

**Zusammenfassung:** Die für die „Energiewende“ aufzubringenden Vorleistungen werden im Allgemeinen als Differenz zu den gegenwärtigen Preisen der fossilen Energieträger und den für Strom im Großhandel erzielbaren Preis definiert. Diese Preise liefern jedoch nicht notwendigerweise die geeigneten Signale für den energiepolitisch angestrebten Umbau des Energiesystems. Eine Energiewende, die einen effektiven Klimaschutz zum Ziel hat, muss bestrebt sein, das Marktsystem der Energieversorgung so zu verändern, dass sich die Preissignale an den Kosten derjenigen Technologien ausrichten, die in der Lage sind, Energie weitgehend klimaneutral, emissionsfrei und ohne wesentliche Inanspruchnahme fossiler Ressourcen bereitzustellen. Je nachdem, wie weit dies gelingt, werden die resultierenden Mehrkosten der Energiewende sehr unterschiedlich ausfallen. Am Beispiel der Differenzkosten des Zubaus erneuerbarer Energien im Stromsektor wird dies in folgendem Beitrag näher erläutert. Eine Strompreisentwicklung, die sich am Oberziel der Energiewende, nämlich effektivem Klimaschutz, orientiert, kann bis zum Jahr 2050 zu einem kumulierten gesamtwirtschaftlichen Nutzen des EE-Ausbaus von bis zu 460 Milliarden Euro führen.

**Summary:** Required economic “provisions in advance” due to additional investment costs for the transformation of the energy supply in Germany [the “Energiewende”] are in general defined as differentials to today’s prices of fossil fuels and wholesale prices of electricity. However, these prices may not result in suitable price signals for the politically aimed transformation process. If the “Energiewende” has to follow an effective path to climate protection, the energy market has to be changed in order that price signals enable the expansion of technologies using largely climate-neutral sources of energy. Resulting differential costs of the “Energiewende” can be quite different, depending on how far such a change can be implemented. The following paper illustrates this aspect using the example of differential costs for the expansion of renewables in the power generation sector. An electricity price development which is oriented to an effective climate protection is able to produce a cumulative economic benefit of renewables growth up to 460 billion Euro until 2050.

→ JEL Classification: Q42, Q43, Q47, O13

→ Keywords: Energy transition, renewables, electric energy, energy prices, electricity costs, differential costs, electricity market

---

## I Ausgangslage: Diskussion um die Kosten der Energiewende

Die Diskussionen zur Energiewende konzentrieren sich seit einiger Zeit stark auf die durch sie verursachten Kosten (Frondel et al. 2012, Dohmen et al. 2013). Dabei wird der Kostenbegriff meist sehr pauschal und undifferenziert verwendet. Relevant sind sowohl Kosten, die durch die Einführung neuer Energietechnologien entstehen, als auch solche, die zur Aufrechterhaltung der gegenwärtigen Energieversorgung erforderlich sind. Vielfach ist eine klare Trennung auch nicht möglich. Herausgehoben werden in der Debatte allerdings die im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) entstehenden Zahlungsverpflichtungen für bestehende und neue Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) und der daraus resultierenden EEG-Umlage auf den Strompreis. Die sogenannten EEG-Differenzkosten entstehen im Wesentlichen durch den Ausgleich der Kostendifferenz zwischen den im EEG festgelegten Vergütungen für die EE-Anlagen und den an der Strombörse erzielbaren Erlösen für den EE-Strom; darüber hinaus enthalten sie weitere Bestandteile wie Vermarktungskosten und eine Liquiditätsreserve. Diese Differenzkosten werden weitgehend auf die sogenannten nichtprivilegierten Verbraucher umgelegt. In den letzten Jahren sind die EEG-Differenzkosten deutlich gestiegen. Zunächst war insbesondere das starke Wachstum der Photovoltaik (PV) bei noch relativ hohen Vergütungen die Hauptursache. Nach zuletzt deutlicher Reduktion der Vergütungshöhe trägt die PV jedoch kaum mehr zu weiteren Kostensteigerungen bei. Derzeit lassen die niedrigen und tendenziell noch weiter sinkenden Börsenpreise und verschiedene dem EEG zugeschlagene Zusatzbelastungen die Differenzkosten weiter steigen. Noch deutlicher ausgeprägt ist der Anstieg bei der EEG-Umlage, da die Strommenge, auf die die Differenzkosten umgelegt werden, durch stetiges Anwachsen privilegierter Verbraucher zusätzlich sinkt.

Die durch das EEG induzierten Zahlungsverpflichtungen bestehen für die gesamte Nutzungsdauer der Anlagen im Allgemeinen für 20 Jahre. Bei der Kumulation jährlicher Differenzkosten über lange Zeiträume ergeben sich erhebliche Summen, die zu Irritationen in der Öffentlichkeit hinsichtlich der Kosten der Energiewende führen können. Ein Beispiel ist die „Billionenrechnung“ von Umweltminister Altmaier vom März 2013, in der er von Differenzkosten für EE-Anlagen zur Stromerzeugung bis 2040 von insgesamt 677 Milliarden Euro ausgeht. Weitere Kosten in Höhe von 300 Milliarden Euro entstünden durch weitere Investitionen beispielsweise in Netze, Reservekapazitäten und in die Gebäudesanierung (Reuster und Kuchler 2013). Da in diesem Zusammenhang keine adäquate Bezugsgröße genannt wird – zum Beispiel die jährlichen Gesamtausgaben aller Energieverbraucher in Deutschland mit derzeit jährlich rund 210 Milliarden Euro (ohne Steuern; eigene Berechnung auf Basis von BMWi 2013) – ist eine korrekte Einordnung und Bewertung solcher Summen kaum möglich. Sie führt bei den Bürgern eher zur Verunsicherung oder gar zur Ablehnung der Energiewende.

In der Tat sind die durchschnittlichen Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien derzeit höher als diejenigen des bestehenden konventionellen Kraftwerksparks. Noch deutlicher fallen die Unterschiede aus, wenn, wie im Rahmen des EEG vereinbart, die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien (angenähert durch die festgesetzten Vergütungszahlungen) mit den Preisen an der Strombörse verglichen werden. Die Spotmarktpreise dürften derzeit aufgrund erheblicher konventioneller Überkapazitäten lediglich die kurzfristigen Grenzkosten der Strombereitstellung abbilden, und somit allenfalls geringe Deckungsbeiträge zu den Fixkosten des konventionellen Kraftwerksparks beinhalten. Zudem dämpfen die erneuerbaren Energien selbst die Strompreise (Merit-Order-Effekt). Nicht zuletzt spiegeln sich in diesen Marktpreisen aufgrund zu niedriger CO<sub>2</sub>-Preise die Qualitäten einer klimaschonenden, langzeitstabilen und

weitgehend ressourcenunabhängigen Energieversorgung nicht wider. Deshalb benötigen Energieträger mit diesen Qualitäten eine staatlich induzierte Förderung, wie sie im Strombereich durch das EEG politisch vorgegeben wurde. Nur auf diese Weise haben die meisten EE-Technologien derzeit überhaupt eine Chance, wie im Energiekonzept der Bundesregierung vorausgesetzt, am Energiemarkt in größerem Umfang teilnehmen zu können. Es mehren sich allerdings die Stimmen, die das Maß an staatlichen Eingriffen in den Energiemarkt überschritten sehen und vor schwerwiegenden marktverzerrenden Entwicklungen warnen (Fronde et al. 2011, Nagl et al. 2012). Vor dem Hintergrund dieser auf den Istzustand fokussierten Diskussion geraten aber die eigentlichen Ziele der Energiewende – nämlich ein umfassender Klimaschutz, die Schonung endlicher Ressourcen und eine langfristige Versorgungssicherheit – und die zukünftig möglichen positiven Effekte der Transformation des Energiesystems aus gesamtwirtschaftlicher Sicht in Vergessenheit.

Ziel dieses Beitrags ist es, eine belastbare Basis für eine korrekte Beurteilung zukünftiger EE-Differenzkosten und ihre Einordnung in den gesamten Energiemarkt zu schaffen. Dazu wird, basierend auf der für die Leitstudien des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit ermittelten Methodik (Nitsch et al. 2012), eine systematische Ermittlung der Differenzkosten des bisherigen und zukünftigen EE-Ausbaus im Stromsektor in Abhängigkeit wesentlicher Parameter durchgeführt. Zum einen werden die mittleren Gestehungskosten des Gesamtbestandes aller EE-Anlagen im Zeitraum bis 2050 berechnet. Zum anderen werden Szenarien des durchschnittlichen „anlegbaren Strompreises“ ermittelt, die sich hinsichtlich der Entwicklung von Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen sowie der Preisbildung am Strommarkt unterscheiden.

Aus dem Vergleich von Stromgestehungskosten und anlegbaren Strompreisen ergeben sich die systemanalytischen EE-Differenzkosten der EE-Stromerzeugung (Nitsch et al. 2012). Sie weichen aus methodischen Gründen von den EEG-Differenzkosten ab, weil alle EE-Anlagen, also zum Beispiel auch ältere größere Wasserkraftwerke, mit ihren jeweiligen Stromgestehungskosten berücksichtigt werden, die nicht deckungsgleich mit den EEG-Vergütungssätzen sind. Auch sind zusätzliche Aufwendungen, wie Liquiditätsreserve und Markprämien, nicht enthalten. Die Kosten stellen auch nicht die nominalen Werte des betreffenden Jahres dar, sondern sind reale Kosten mit Geldwert des Jahres 2010. Schließlich beziehen sich die ermittelten Differenzkosten nur auf die Stromerzeugung. Erforderliche Aufwendungen für zusätzliche Netze, Speicher oder verbrauchsbeeinflussende Maßnahmen (Demand Side Management) sind nicht enthalten. Abschätzungen in Nitsch et al. (2012) ergeben, dass sich dadurch die kumulierten Differenzkosten einer EE-Strombereitstellung noch um circa 15 Prozent erhöhen dürften.

## 2 Eckdaten der zukünftigen EE-Stromerzeugung

Die durchschnittlichen Gestehungskosten des Gesamtbestands künftiger EE-Anlagen werden auf der Basis historischer und zukünftiger Lernkurven für die einzelnen Technologien ermittelt. Grundlage für den langfristigen EE-Ausbaupfad ist ein aktualisiertes Szenario der deutschen Energieversorgung (Nitsch 2013), das die Zielsetzungen des Energiekonzepts der Bundesregierung hinsichtlich eines wirksamen Klimaschutzes und des dazu angestrebten EE-Beitrags erfüllt. Dieses „Szenario 2013“ ist so konzipiert, dass im Jahr 2060 eine Vollversorgung aller Verbrauchssektoren mit EE ermöglicht wird. Es erreicht in diesem Jahr eine Treibhausgasmin-

derung von 95 Prozent und ist somit ambitionierter als die dem Energiekonzept der Bundesregierung zugrunde liegende Entwicklung, mit der eine Treibhausgasminderung bis 2050 von 80 Prozent erreicht wird.

Da fluktuierender EE-Strom zukünftig die wesentliche Energiequelle darstellt, wächst im vorgestellten Szenario die in Deutschland installierte EE-Stromerzeugungsleistung erheblich von 76,5 GW (2012) auf 132 GW in 2020 und auf rund 255 GW in 2050 (Tabelle 1). Weiterhin bezieht Deutschland in steigendem Umfang EE-Strom aus den europäischen Nachbarländern, woraus in 2050 ein Leistungssaldo von 30 GW resultiert. Das Szenario 2013 stellt einen ausgewogenen Zubau aller EE-Technologien dar. Mit den in Tabelle 1 dargestellten EE-Leistungen wird im Jahr 2020 eine EE-Strommenge von 245 TWh/a (42 Prozent Anteil am Bruttostromverbrauch), 2030 von 390 TWh/a (63 Prozent) und 2050 von knapp 800 TWh/a (93 Prozent) erzeugt. Die Stromerzeugung steigt insgesamt gegenüber dem heutigen Niveau (Bruttostromerzeugung 2012: 618 TWh/a), weil EE-Strom zukünftig den Hauptteil der Primärenergie repräsentiert und auch im Wärme- und Verkehrssektor zur Substitution fossiler Energieträger eingesetzt wird. Der Endenergieanteil aller EE beläuft sich im Szenario 2013 im Jahr 2050 auf 72 Prozent und erreicht im Jahr 2060 knapp 100 Prozent.

Die Stromgestehungskosten des jeweiligen EE-Strommixes können ebenfalls Tabelle 1 entnommen werden. Weitere Kosten einer Stromversorgung mit hohem EE-Anteil, wie Kosten für zusätzlichen Netzausbau, Reservekapazitäten und Speicher, sind hierbei nicht berücksichtigt. Die wesentlichen Eckdaten, also spezifische Investitionskosten, charakteristische Volllaststunden und Nutzungsdauern der Einzeltechnologien, entsprechen weitgehend den in Nitsch et al. (2012) verwendeten Daten, wurden jedoch in Einzelfällen (zum Beispiel PV-Kosten) der aktuel-

Tabelle 1

### Installierte Leistungen erneuerbarer Energien (EE) und Mittelwert der Stromgestehungskosten des EE-Anlagenbestands

	2005	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Installierte EE-Leistung, GW</b>											
Wasserkraft	4,1	4,4	4,4	4,5	4,7	4,9	5,1	5,1	5,2	5,2	5,3
Wind Onshore	18,4	27,1	31,0	37,0	46,0	54,6	63,2	70,4	77,7	79,3	81,0
Wind Offshore	0,0	0,1	0,3	1,5	6,0	12,0	18,0	26,5	35,0	45,5	56,0
Photovoltaik	2,1	17,6	32,8	48,4	65,0	72,5	80,0	84,5	89,0	93,5	98,0
Biomasse, Biogas	3,2	6,6	7,9	8,6	9,9	10,5	11,2	11,2	11,3	11,3	11,3
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4	0,7	1,2	1,7	2,5	3,2
Gesamt in D	27,7	55,7	76,5	100,1	131,8	155,0	178,1	199,0	219,9	237,3	254,8
Europ. Stromverb.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	2,1	4,1	9,1	14,0	22,0	30,0
Gesamt für D	27,7	55,7	76,5	100,1	131,9	157,1	182,2	208,1	233,9	259,3	284,8
<b>Stromgestehungskosten des EE-Anlagenbestands, Eurocent (2010)/kWh</b>											
Mittelwert, gesamt	9,15	13,46	14,20	13,33	11,77	10,28	8,78	8,06	7,34	7,11	6,88
Mittelwert ohne PV	7,89	9,37	9,60	9,47	8,68	8,17	7,66	7,36	7,05	6,83	6,61

Quelle: „Szenario 2013“ nach Nitsch (2013); Stromgestehungskosten mit 6%/a Zins.

len Entwicklung angepasst. Während um 2005 die Gesteungskosten des EE-Anlagenbestandes mit neun  $\text{ct}_{2010}/\text{kWh}$  wegen der Dominanz der großen Wasserkraft noch gering waren, sind sie in den letzten Jahren durch das starke Wachstum der Photovoltaik deutlich gestiegen, was aus einem Vergleich mit dem Mittelwert ohne Photovoltaik ersichtlich wird. Zum geringeren Teil waren auch Biogasanlagen an dem Anstieg beteiligt. Der Mittelwert der Stromgestehungskosten des EE-Anlagenbestands belief sich 2012 auf  $14,2 \text{ ct}_{2010}/\text{kWh}$ . Die seit 2010 sehr starke Kostendegression der Photovoltaik sowie die weiteren Kostendegressionen der in den nächsten Jahren neu hinzukommenden EE-Anlagen senken die zukünftigen Kosten des weiter wachsenden Anlagenbestands deutlich. Im Jahr 2030 werden Stromgestehungskosten des gesamten EE-Mixes um  $8,8 \text{ ct}_{2010}/\text{kWh}$  erreicht, im Jahr 2050 liegt der Mittelwert unter sieben  $\text{ct}_{2010}/\text{kWh}$ . Während derzeit die Kostenunterschiede zwischen den einzelnen EE-Technologien noch hoch sind, verringern sie sich bis 2050 deutlich, da dann auch die heute noch teuren Technologien ihre Lernkurve weitgehend durchlaufen haben. Mit diesem Kostenverlauf ist eine wesentliche Randbedingung der zukünftigen Entwicklung der EE-Differenzkosten festgelegt. Ein anderer Technologiemix oder andere Annahmen zur zukünftigen Kostendegression der EE-Technologien verändern diesen Verlauf und beeinflussen damit auch die Höhe der Differenzkosten. Um eine vollständige Refinanzierung der EE-Anlagen ohne energiepolitische Unterstützung zu erreichen, müsste sich ein durchschnittliches Preisniveau am Strommarkt einstellen, das etwa dem Verlauf der EE-Stromkosten entspricht. Da die EE-Stromkosten inhärent die Klimaverträglichkeit und Ressourcenschonung der EE-Technologien repräsentieren, wird dies nur zu erreichen sein, wenn unter anderem auch die  $\text{CO}_2$ -Zertifikatspreise vollständig die durch die fossile Stromerzeugung verursachten Klimaschäden widerspiegeln. Erst dann kann ein ausgewogener Technologiewettbewerb am Strommarkt stattfinden.

### 3 Entwicklung der anlegbaren Strompreise

#### 3.1 Brennstoff- und $\text{CO}_2$ -Preise

Die für die Ermittlung der Differenzkosten maßgeblichen durchschnittlichen Stromgroßhandelspreise werden aus unterschiedlichen Vorgaben für Preise wichtiger Produktionsfaktoren sowie verschiedenen unterstellten Preisbildungen am Strommarkt abgeleitet. Als Ausgangsbasis der hier dargestellten Berechnungen dienen verschiedene Pfade von  $\text{CO}_2$ -Preisen und Importpreisen fossiler Energieträger, die sich aus einer unterschiedlichen Nachfrage auf den globalen Energiemärkten ergeben.

Für den Preispfad „TREND“ wird unterstellt, dass die Nachfrage nach fossilen Energierohstoffen weiter ansteigt, weil der globale Energieverbrauch bei einem weiterhin dominierenden fossilen Anteil deutlich wächst. Dementsprechend steigen auch die Energieträgerpreise dauerhaft an. Als Bezug wurde hierfür das globale Referenzszenario nach Greenpeace (2012) herangezogen. Demnach verdoppeln sich die Gas- und Steinkohlepreise auf dem Weltmarkt ungefähr bis zum Jahr 2050 in realer Rechnung. Bei der Braunkohle ist der Anstieg etwas geringer. Dem Preispfad „EFFIZIENZ“ liegt das globale Energy-[R]Evolution-Szenario nach Greenpeace (2012) zugrunde, in dem die Nachfrage nach fossilen Energierohstoffen bis 2020 nur noch leicht steigt und danach stetig sinkt. Entsprechend gering fällt dabei der weitere Anstieg der Energieträgerpreise aus (Tabelle 2).

Tabelle 2

**Verschiedene Pfade für zukünftige Brennstoffpreise und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise**

	2008	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Brennstoffpreise frei Kraftwerk, Euro<sub>2010</sub>/GJ</b>											
„TREND“											
Erdgas	8,89	7,05	8,29	9,40	10,92	12,42	13,68	14,44	15,20	15,83	16,45
Steinkohle	4,31	3,31	3,99	4,47	4,96	5,48	6,07	6,49	6,92	7,25	7,58
Braunkohle	1,65	1,70	1,72	1,75	1,80	1,85	2,00	2,15	2,30	2,55	2,80
„EFFIZIENZ“											
Erdgas	8,89	7,05	8,29	9,24	9,80	9,94	10,09	10,11	10,12	10,13	10,14
Steinkohle	4,31	3,31	3,99	4,32	4,52	4,62	4,66	4,68	4,71	4,73	4,76
Braunkohle	1,65	1,70	1,72	1,73	1,75	1,76	1,82	1,89	1,95	2,13	2,30
<b>Zertifikatspreise, Euro<sub>2010</sub>/ t CO<sub>2</sub></b>											
„GERING“	5	14	7	11	18	24	30	35	40	45	50
„EFFEKTIV“	5	14	7	20	37	55	70	80	90	95	100

Quelle: BMWi (2013) Ist-Daten, eigene Berechnungen, CO<sub>2</sub>-Preise in Anlehnung an WEO (2012).

Für die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise im Rahmen des europäischen Emissionshandels werden unterschiedlich intensive Klimaschutzanstrengungen unterstellt. Die angenommenen CO<sub>2</sub>-Preise werden in Anlehnung an die Szenarien in WEO (2012) festgelegt, die ebenfalls von unterschiedlich wirksamen Klimaschutzaktivitäten ausgehen. Es werden die zwei Pfade „GERING“ und „EFFEKTIV“ definiert. Im Preispfad „GERING“ steigt der CO<sub>2</sub>-Preis bis 2050 auf 50 Euro<sub>2010</sub>/t an, im Pfad „EFFEKTIV“ steigt er schneller und erreicht 100 Euro<sub>2010</sub>/t im Jahr 2050.

Sinnvolle Verknüpfungen der Preispfade sind die Grundlage für die Ermittlung der Stromgestehungskosten des zukünftigen fossilen Kraftwerksparks. Es werden zwei kombinierte Szenarien „Konventionell“ und „Klimaschutz“ definiert. Für das Preisszenario „Konventionell“ wird der Brennstoffpreispfad „TREND“ mit dem CO<sub>2</sub>-Preispfad „GERING“ kombiniert, da in dieser Verknüpfung von einer weiter deutlich steigenden Nachfrage nach fossilen Energieträgern ausgegangen werden kann. In einem zweiten Preisszenario „Klimaschutz“ wird der Brennstoffpreispfad „EFFIZIENZ“ mit dem CO<sub>2</sub>-Preispfad „EFFEKTIV“ verknüpft, da diese Kombination kompatibel mit einem deutlichen Rückgang der Nachfrage nach fossilen Energien ist.

**3.2 Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke und die Entwicklung der durchschnittlichen Großhandelspreise**

Aus den beiden Preisszenarien lassen sich die Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke ableiten. Die Spannweite der Vollkosten neuer fossiler Kraftwerke steigt von derzeit fünf bis sieben ct<sub>2010</sub>/kWh (unterer Wert Braunkohle-Kraftwerke, oberer Wert Erdgas-GuD-Kraftwerke, jeweils Volllaststunden 6 000 h/a) auf acht bis elf ct<sub>2010</sub>/kWh im Jahr 2030 auf elf bis 14 ct<sub>2010</sub>/kWh im Jahr 2050. Der zur Ergänzung der EE-Stromversorgung erforderliche fossile Kraftwerksmix baut auf den detaillierten Modellrechnungen von Nitsch et al. (2012) auf. Er ist durch eine stetige Verschiebung von Braun- und Steinkohle-Kraftwerken zu flexiblen Erdgas GuD-Kraftwerken und

Gasturbinen bei gleichzeitig sinkenden Volllaststunden gekennzeichnet. Für beide Preisszenarien wird derselbe fossile Kraftwerksmix angenommen.

Im Szenario „Konventionell“ steigen die mittleren Stromgestehungskosten dieses fossilen Kraftwerksmixes wegen niedriger CO<sub>2</sub>-Preise zunächst nur gering auf 7,1 ct<sub>2010</sub>/kWh im Jahr 2020, danach aber bewirken die steigenden Brennstoffpreise einen deutlichen Anstieg auf 9,6 ct<sub>2010</sub>/kWh im Jahr 2030 und schließlich auf 13,3 ct<sub>2010</sub>/kWh im Jahr 2050. Wegen der geringen CO<sub>2</sub>-Preise bleibt dabei Kohle die relativ kostengünstigere Option. Im Szenario „Klimaschutz“ steigen die mittleren Stromgestehungskosten des fossilen Kraftwerksmixes mittelfristig stärker (2020: 7,7 ct<sub>2010</sub>/kWh, 2030: 10,7 ct<sub>2010</sub>/kWh), erreichen aber im Jahr 2050 trotz hoher CO<sub>2</sub>-Preise mit 11,7 ct<sub>2010</sub>/kWh eine geringere Höhe. Die deutlich höheren CO<sub>2</sub>-Preise begünstigen gleichzeitig Erdgaskraftwerke, die nach 2030 fossilen Strom am kostengünstigsten erzeugen. Die im fossilen Kraftwerksmix angenommene Anpassung der Stromerzeugung an das volatile Stromangebot der EE vorwiegend mit gasgefeuerten Kraftwerken ist daher in diesem Szenario durch den relativen Kostenvorteil von Gas plausibler als im Szenario „Konventionell“.

Aus den Vollkosten des fossilen Kraftwerksmixes der Preisszenarien „Konventionell“ und „Klimaschutz“ lassen sich zwei mögliche Entwicklungen der durchschnittlichen zukünftigen Großhandelspreise für Strom ableiten. Über ein geeignetes Marktdesign könnte sichergestellt werden, dass derartige vollkostenorientierte Strompreise zustande kommen.<sup>1</sup> Dies könnte beispielsweise im Rahmen eines Kapazitätsmarktes über eine auf die Strommengen umgelegte Vergütung der Leistungsbereithaltung von Kraftwerken geschehen. Dies könnte auf Dauer die Finanzierung aller neuen Kraftwerke gewährleisten. Der Vollkostenpfad wird zusätzlich in einer verzögert eintretenden Variante beschrieben, bei der erst nach 2020 von einer entsprechenden Wirkung eines weiterentwickelten Strommarkts ausgegangen wird. Für das Preisszenario „Klimaschutz“ sind diese Pfade in Abbildung 1 zusammengestellt.

Ausgehend vom derzeitigen Börsenpreis (Jahresdurchschnitt, Baseload Future) in Höhe von rund fünf ct/kWh (2012) sind weitere Preisentwicklungen am Strommarkt möglich. Die Variante „Grenzkosten Klimaschutz“ beschreibt eine mögliche Strompreisentwicklung mit den Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen des Preisszenarios „Klimaschutz“ bei einer Preisbildung am Strommarkt, die sich dauerhaft an den kurzfristigen Grenzkosten orientiert. Damit steigen die anlegbaren Stromkosten über 6,1 ct<sub>2010</sub>/kWh (CO<sub>2</sub>-Preis = 37 Euro/t CO<sub>2</sub>) im Jahr 2020 und 8,1 ct<sub>2010</sub>/kWh im Jahr 2030 (70 Euro/t CO<sub>2</sub>) bis auf rund neun ct<sub>2010</sub>/kWh (100 Euro/t CO<sub>2</sub>) im Jahr 2050.

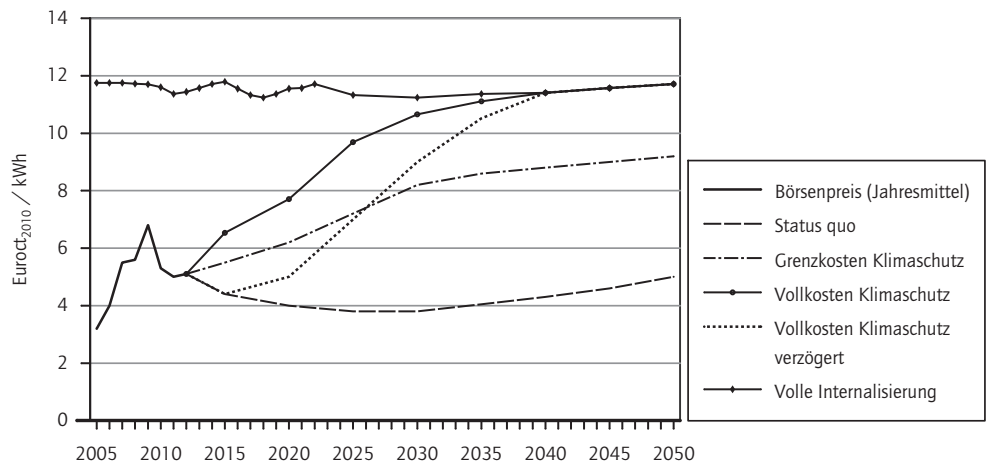
Der zukünftige Preiskorridor wird durch zwei Grenzfälle ergänzt. Der untere Grenzfall stellt eine Status-quo-Entwicklung mit unveränderter Preisbildung entsprechend den kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung dar. Zusätzlich verharren Brennstoff- und Zertifikatspreise auf einem niedrigen Niveau. Die Börsenstrompreise sinken weiter unter vier ct<sub>2010</sub>/kWh und steigen auch längerfristig nicht über das heutige Niveau hinaus. Mit diesem Grenzfall, der auf Dauer ökonomisch nicht durchhaltbar sein dürfte, wird aus Sicht der Energiewende eine „Worst-Case“-Entwicklung abgebildet. Als oberer Grenzfall wird eine sehr weitgehende Internalisierung der Schadenskosten des Klimawandels herangezogen. Grundlage dafür sind CO<sub>2</sub>-Preise in Höhe

<sup>1</sup> Theoretisch sollten sich auch in einem „Energy-Only“-Markt im Durchschnitt Preise einstellen, die die Vollkosten aller Kraftwerke decken. Dies wird durch temporäre Knappheitssituationen erreicht, in denen der Preis über den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks liegt. Die praktische Relevanz solcher Knappheitspreise ist umstritten.



Abbildung 1

**Zukünftige Stromgroßhandelspreise in den Varianten des Preisszenarios „Klimaschutz“ und in den Grenzfällen „Status quo“ und „Volle Internalisierung“**



Quelle: Eigene Berechnungen.

von 100 Euro<sub>2010</sub>/t, wie sie für den CO<sub>2</sub>-Preisfad „EFFEKTIV“ für das Jahr 2050 angenommen wurden. Wäre diese Internalisierung bereits heute vollzogen, läge das Preisniveau für fossil erzeugten Strom bei zwölf ct<sub>2010</sub>/kWh. Aus dem Unterschied zu den derzeitigen Börsenpreisen ist ersichtlich, wie weit der heutige Strommarkt von einer angemessenen Berücksichtigung von Klimaschadenskosten entfernt ist.

Werden die anlegbaren Strompreise mit dem Preisszenario „Konventionell“ gebildet, liegen die entsprechenden Varianten bis etwa 2030 zwischen 0,5 und einem ct<sub>2010</sub>/kWh unter den Varianten des Preisszenarios „Klimaschutz“. Während letztere aber einer Sättigung zustreben (volle Internalisierung bei konstantem Brennstoffpreis), steigen erstere stetig weiter und erreichen im Jahr 2050 im Grenzkostenfall eine Höhe von zehn ct<sub>2010</sub>/kWh und im Vollkostenfall von 13,3 ct<sub>2010</sub>/kWh. Aus Übersichtsgründen sind sie in Abbildung 1 nicht aufgeführt.

**4 Die Entwicklung der Differenzkosten**

**4.1 Differenzkosten steigen zunächst, fallen dann aber langfristig**

In Abbildung 2 ist der zeitliche Verlauf der Differenzkosten der einzelnen EE-Technologien des Szenarios 2013 für die Variante „Grenzkosten Klimaschutz“ entsprechend der im Abschnitt 1 erläuterten Definition dargestellt. Die Differenzkosten werden also auf der Basis von Jahresmittelwerten der EE-Stromkosten und der anlegbaren Strompreise berechnet. Im Tages- und Jahresverlauf auftretende Rückwirkungen des EE-Stromangebots auf den jeweiligen Stromgroß-

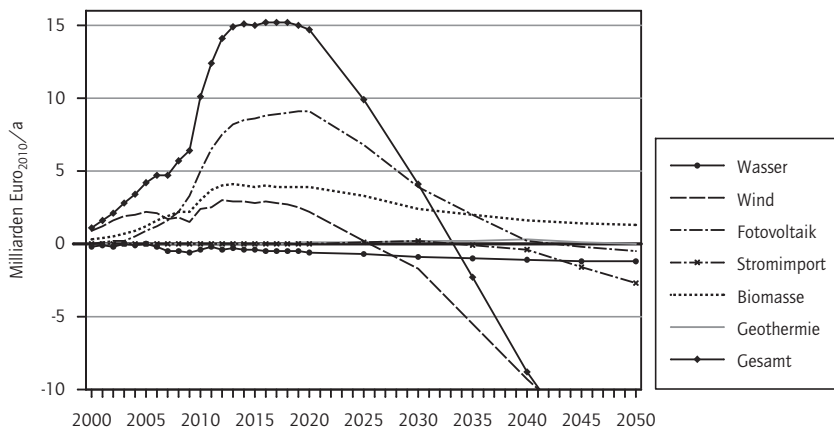


handelspreis werden daher nicht berücksichtigt. Ersichtlich ist unter anderem, dass die Differenzkosten für Photovoltaik den weitaus größten Teil der Differenzkostensumme ausmachen und ihr starker Anstieg ab 2008 auf rund 15 Milliarden Euro<sub>2010</sub> in 2012 überwiegend dadurch verursacht wurde. Auch die Differenzkosten der Biomasse sind noch merklich gestiegen. Es zeigt sich aber auch, dass in dieser Variante trotz eines deutlichen weiteren Anlagenzuwachses gemäß Tabelle 1 zukünftig keine weitere Steigerung der Differenzkosten auftritt. Würde also eine merkliche und rasche Neuaktivierung des europäischen Emissionshandels stattfinden – wie in dieser Variante unterstellt – könnte auch im Fall einer dauerhaft grenzkostenbasierten Preisbildung zumindest das weitere Ansteigen der EE-Differenzkosten (und damit der EEG-Umlage) verhindert werden. Der weitere Verlauf der Kostenkurve „Gesamt“ entscheidet, ob sich eine stetige Kumulation der Differenzkosten einstellt oder ob nach Durchlaufen des Nullpunkts (in Abbildung 2 um das Jahr 2033) eine „Rückzahlung“ der aufgelaufenen Differenzkosten eintritt. In der hier dargestellten Variante sorgt im Wesentlichen die Windenergie mit ihren ab 2025 negativen Differenzkosten dafür.

Je nach unterstellter Entwicklung der anlegbaren Großhandelspreise an der Strombörse ergeben sich deutlich unterschiedliche Entwicklungen des zukünftigen Verlaufs der EE-Differenzkosten. Für die untersuchten fünf Varianten einer zukünftigen Strompreisentwicklung gemäß Abbildung 1 sind die Verläufe der Differenzkosten aller EE in Abbildung 3 zusammengestellt. Im „Worst-Case“-Grenzfall einer Status-quo-Entwicklung steigen die jährlichen Differenzkosten noch ein weiteres Jahrzehnt bis auf knapp 22 Milliarden Euro<sub>2010</sub>/a und sinken auch danach kaum ab. In allen anderen Varianten sinken dagegen die EE-Differenzkosten in absehbarer Zeit und schneiden die Nulllinie zwischen 2027 und 2033. Im „Best-Case“-Grenzfall einer bereits eingetretenen Vollinternalisierung von Klimaschadenskosten in den Strompreis wären nur in der

Abbildung 2

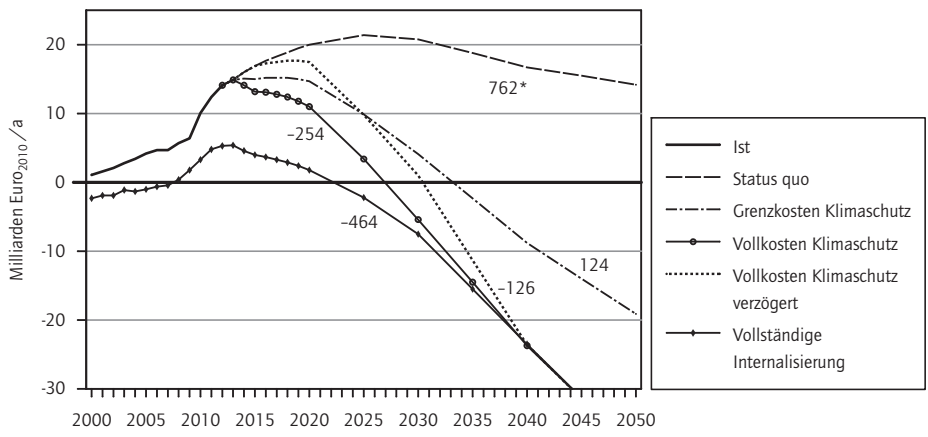
**Verlauf der Differenzkosten in der Variante „Grenzkosten Klimaschutz“ für EE-Technologiegruppen und für den gesamten EE-Ausbau im Szenario 2013**



Quelle: Eigene Berechnungen.

Abbildung 3

**Verlauf der Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus in den Varianten des Preisszenarios „Klimaschutz“ und für die Grenzfälle „Status quo“ und „Volle Internalisierung“**



Kumuliert bis 2050.  
Quelle: Eigene Berechnungen.

raschen Wachstumsphase der teuren Photovoltaik ab 2008 positive Differenzkosten von rund fünf Milliarden Euro<sub>2010</sub>/a aufgetreten. Nach 2020 würden sie bereits wieder negativ werden.

**5 Kumulierte Differenzkosten unterscheiden sich je nach Szenario stark**

Die bis zum Jahr 2050 kumulierten Differenzkosten sind in Tabelle 3 nach den bis 2012 erstellten Anlagen und den zukünftigen Anlagen getrennt dargestellt und die Werte jeweils in kumulierten Zehnjahresschritten angegeben. Dabei wurden die Beträge künftiger Perioden nicht diskontiert. Es sind auch die entsprechenden Werte des Preisszenarios „Konventionell“ und die beiden Grenzfälle aufgeführt. Damit können die Auswirkungen unterschiedlicher Preisbildungen am Strommarkt auf die zukünftigen EE-Differenzkosten differenziert beurteilt werden. Bis Ende 2012 sind rund 73 Milliarden Euro<sub>2010</sub>-Differenzkosten für den EE-Ausbau angefallen. Damit sind 23 Prozent Anteil an der Stromerzeugung erreicht worden und es wurden rund 165 Milliarden Euro<sub>2010</sub> an Investitionen in EE-Anlagen getätigt. Die zukünftigen Zahlungsverpflichtungen für die bestehenden Anlagen liegen weitgehend fest. Bei einer Wiederaktivierung des Emissionshandels und einem im Wesentlichen unveränderten Strommarkt steigt der kumulierte Wert in den Szenarien „Klimaschutz“ und „Konventionell“ bis 2030 noch auf 230 bis 242 Milliarden Euro<sub>2010</sub>. Spiegelt der Strommarkt dagegen die Vollkosten der Stromerzeugung wider, fällt die Summe mit 205 bis 217 Euro<sub>2010</sub> etwas geringer aus. Geht man allerdings bis 2030 vom Status-quo-Grenzfalle dauerhaft sehr niedriger Großhandelspreise aus, steigt der Wert auf 290 Milliarden Euro<sub>2010</sub>. Dieser Wert entspricht etwa der in Minister Altmaiers „Billionenrechnung“ genannten Kostenangabe für die Altanlagen von 317 Milliarden Euro (Reuster und Küchler 2013).

Tabelle 3

### Kumulierte Differenzkosten des EE-Ausbaus für unterschiedliche Preisbildungen am Strommarkt

In Milliarden Euro<sub>2010</sub>

	Bis 2012 erstellte Anlagen*			Nur Anlagen ab 2013			Alte und neue Anlagen		
	Bis								
	2012	2022	2030	2030	2040	2050	2030	2040	2050
<b>Status quo</b>	73	205	290	129	317	472	419	607	762
Grenzkosten konventionell	73	178	242	77	66	-112	319	308	130
Grenzkosten Klimaschutz	73	176	230	57	34	-106	287	264	124
Vollkosten konventionell	73	172	217	23	-114	-503	240	103	-286
Vollkosten Klimaschutz	73	165	205	-1	-146	-459	204	59	-254
Vollkosten Klimaschutz verzögert	73	192	237	64	-49	-363	301	188	-126
<b>Volle Internalisierung</b>	5	40	57	-53	-207	-521	4	-150	-464

\* Letzte Zahlung 2032.

Quelle: Eigene Berechnungen.

Diese Summe kann sich aber nur ergeben, wenn dauerhaft niedrige CO<sub>2</sub>-Preise und eine ausschließlich an den kurzfristigen Grenzkosten orientierte Strompreisbildung unterstellt werden. Eine solche Entwicklung wäre aber nicht konsistent mit der Umsetzung des Energiekonzepts der Bundesregierung.

Die zentralen positiven Auswirkungen einer aktiv gestaltenden Energiepolitik in Sachen Energiewende werden erst bei der Betrachtung der Differenzkosten für neu zu errichtende EE-Anlagen deutlich (mittlerer Block in Tabelle 3). Bereits bei einer wirksamen Wiederaktivierung des Emissionshandels (Variante: „Grenzkosten Klimaschutz“, vergleiche Abbildung 2) fallen bis 2030 nur noch zusätzlich 57 Milliarden Euro<sub>2010</sub> für Neuanlagen an. Bis dahin sind aber gemäß Szenario 2013 weitere 106 GW EE-Leistung mit einer zusätzlichen Investitionssumme von rund 250 Milliarden Euro<sub>2010</sub> hinzugekommen und die EE decken gut 60 Prozent der Stromerzeugung. Faire Marktbedingungen für EE-Strom sollten sich aber eher an den Vollkosten (oder einem entsprechenden Äquivalent) der gesamten Stromerzeugung orientieren. Tritt dieser Fall rasch ein, wie in der Variante „Vollkosten Klimaschutz“ dargestellt, würden bis 2030 für EE-Neuanlagen überhaupt keine zusätzlichen Differenzkosten anfallen. Eine derartige Umgestaltung des Energiemarkts ist allerdings eine schwierige politisch-gesellschaftliche Aufgabe, so dass mit ihr nicht sofort, sondern allenfalls mit einer zeitlichen Verzögerung zu rechnen ist. In der entsprechenden Variante „Vollkosten Klimaschutz verzögert“ entstünden dann bis 2030 noch zusätzliche Differenzkosten in Höhe von 64 Milliarden Euro<sub>2010</sub>. Realistischerweise sind daher auch im Falle einer aktiv gestaltenden Klimaschutzpolitik noch weitere Differenzkosten für neue EE-Anlagen bis 2030 in dieser Größenordnung zu erwarten.

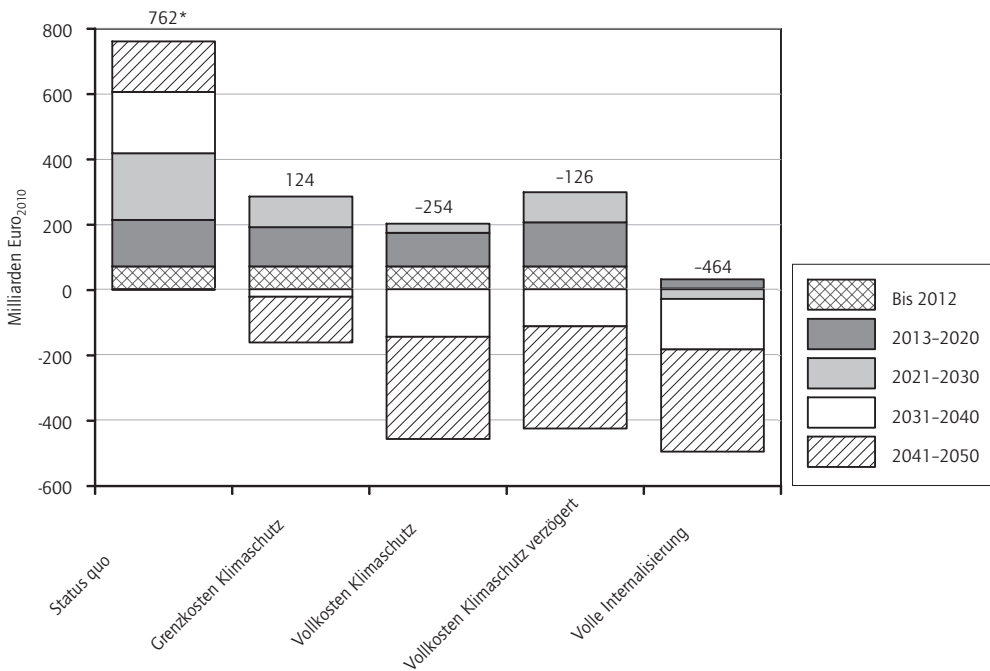
Damit liegen die Maximalwerte kumulierter Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus entsprechend Szenario 2013 bis 2030 zwischen 287 und 319 Milliarden Euro<sub>2010</sub>. Bis 2040 – dem Zeithorizont der Altmaier-Rechnung – sinken sie bereits wieder, weil die EE, je nach Variante, ab 2027 bis 2033 negative Differenzkosten verursachen (Abbildung 3), das heißt im Mittel niedrigere

Stromkosten erreichen als es mittels fossiler Kraftwerke möglich wäre. Die bis 2030 aufgelaufene Differenzkostensumme wird jetzt also wieder „zurückgezahlt“. Allerdings geschieht dies mit sehr unterschiedlicher Geschwindigkeit (Abbildung 4). In den „Grenzkosten“-Varianten treten substantielle negative Differenzkosten erst im Zeitraum 2041 bis 2050 auf. Im Jahr 2050 sind die kumulierten Differenzkosten daher mit 124 Milliarden Euro<sub>2010</sub> (Grenzkosten „Klimaschutz“) beziehungsweise 130 Milliarden Euro<sub>2010</sub> (Grenzkosten „Konventionell“) noch positiv.

Gelingt der Politik dagegen ein Strommarktdesign, das den Klimaschutzziele angemessen ist (Variante „Vollkosten Klimaschutz“), sind die kumulierten Differenzkosten für Neuanlagen bereits im Zeitabschnitt 2031–2040 negativ, womit die Gesamtbilanz bis 2050 negative Werte zwischen –126 Milliarden Euro<sub>2010</sub> (verzögerte Variante) und –254 Milliarden Euro<sub>2010</sub> annimmt. In der Gesamtbilanz ist die dann existierende EE-Stromversorgung im Durchschnitt wesentlich kostengünstiger als die verbleibende fossile Stromerzeugung. Betrachtet man die kumulierten Differenzkosten bis zum Jahr 2040 (EE-Beitrag zur Stromerzeugung circa 80 Prozent), so wird klar, wie irreführend das Ergebnis der Altmaier-Rechnung ist, dass bis dahin EE-Differenzkosten in Höhe von rund 680 Milliarden Euro auflaufen könnten. Zwar wird bei den hier dargestellten Berechnungen im Grenzfall einer Status-quo-Entwicklung mit 607 Milliarden Euro eine ähnli-

Abbildung 4

**Nach Dekaden kumulierte Differenzkosten des gesamten EE-Ausbaus für die Varianten des Preisszenarios „Klimaschutz“ und für die Grenzfälle „Status quo“ und „Volle Internalisierung“**



Jeweils zehn Jahre kumuliert, zukünftige Beträge wurden nicht diskontiert.

\* Kumuliert bis 2050.

Quelle: Eigene Berechnungen.

che Größenordnung erreicht, jedoch ist dies rechnerisch nur möglich, wenn für die nächsten 30 Jahre die Fiktion sinkender Großhandelsstrompreise aufrechterhalten wird, also weder Klimaschutz noch steigende Brennstoffpreise noch ein verbessertes Strommarktdesign eine Rolle spielen, mithin energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen herrschen, die einer erfolgreichen Umsetzung der Energiewende völlig zuwiderlaufen.

Maßstab für eine Energiepolitik, die die Energiewende zum Erfolg führt, muss vielmehr das genaue Gegenteil von derartigen Vorstellungen sein. Dies lässt sich am Preisszenario „Vollständige Internalisierung“ gut demonstrieren. Würde Klimaschutz bereits heute adäquat in den Strompreisen berücksichtigt, müssten die Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke bei elf bis zwölf ct/kWh liegen (Abbildung 1). Alle Marktstrategien, die eine Transformation des Energiesystems in Richtung eines effektiven, marktinduzierten Klimaschutzes zum Ziel haben, müssen bestrebt sein, sich diesem Zustand zu nähern. Wäre dies bereits in der Vergangenheit der Fall gewesen, wären für den bisherigen EE-Ausbau in der Kumulation praktisch keine Differenzkosten angefallen (Tabelle 3). Erst wegen des starken Zubaus der Photovoltaik wären seit 2008 positive Differenzkosten aufgetreten (Abbildung 3). Die bis 2012 gebauten Anlagen führen in diesem Fall bis 2030 insgesamt noch zu kumulierten Differenzkosten von 57 Milliarden Euro. Da aber neue Anlagen in diesem Szenario größtenteils negative Differenzkosten bewirken, sind die kumulierten Differenzkosten aller EE-Anlagen bereits bis 2030 praktisch null. Eine den Klimaschutz ernst nehmende Energiepolitik bewirkt dann auf der Seite der Stromerzeugung bis 2040 einen volkswirtschaftlichen Nutzen gegenüber der Fortführung einer klimaschädigenden Energieversorgung von 150 Milliarden Euro (negative Differenzkosten), der bis 2050 auf gut 460 Milliarden Euro steigt.

## 6 Fazit und Schlussfolgerungen

Von Kosten der Energiewende im eigentlichen Sinne kann nur gesprochen werden, wenn die heute üblichen Kostenmaßstäbe des Energiesystems als Vergleich herangezogen werden. Kosten der Energiewende können nur sinnvoll beziffert werden, wenn Klimaschutz, Ressourcenschonung und nachhaltige Versorgungssicherheit berücksichtigt werden. Da das bisherige Energiesystem aber gerade die Schäden (und Kosten) mitverursacht hat, die mit der Energiewende eingedämmt beziehungsweise beseitigt werden sollen, und da die Großhandelspreise für Strom derzeit nicht die Vollkosten der Stromerzeugung widerspiegeln, enthalten die meisten derzeitigen Diskussionen um die hohen Kosten der Energiewende einen fundamentalen Denkfehler. In absehbarer Zeit müssen die Preissignale an den Energiemärkten die Vollkosten derjenigen Technologien repräsentieren, die in der Lage sind, Strom wie auch Wärme und Kraftstoffe (nahezu) emissionsfrei und ohne wesentliche Inanspruchnahme fossiler Ressourcen bereitzustellen. Damit ist nicht das heutige Kostenniveau dieser Technologien gemeint, sondern dasjenige, das sich bei Weiterführung technologischer Innovationsprozesse und Marktausweitungen zukünftig einstellen kann. Zahlreiche Studien zeigen jedoch, dass dieses Kostenniveau niedriger und gleichzeitig geringeren Schwankungen unterworfen sein dürfte als dasjenige, das sich bei einem nur halbherzigen Abwenden von fossilen Energieträgern längerfristig einstellen würde. Damit stellen sich auch nicht zu unterschätzende gesamtwirtschaftliche Nutzenwirkungen wie eine erhöhte lokale Wertschöpfung und eine verminderte geopolitische Abhängigkeit ein, die mit einer verbesserten Stabilität und Versorgungssicherheit der betreffenden Volkswirtschaften ein-

hergehen können. Dies kommt in obigen Berechnungen näherungsweise durch die kumulierten Differenzkosten des Szenarios „Vollständige Internalisierung“ zum Ausdruck.

Die Analysen zeigen, dass vorrangig nicht das Förderinstrumentarium für den EE-Ausbau an die Gegebenheiten des gegenwärtigen Strommarkts anzupassen ist, sondern vielmehr die Bezugsbasis für die Ermittlung der „Zusatzkosten“ der Energiewende verändert werden muss. Wird der jetzige Strommarkt angepasst und in Richtung angemessen steigender durchschnittlicher Großhandelspreise für Strom weiterentwickelt, stellen sich die Differenzkosten des EE-Ausbaus deutlich anders dar als in Minister Altmaiers Rechnung. Dann fallen für Neuanlagen nur noch relativ geringe Differenzkosten an; längerfristig wird sich ein Abbau der kumulierten Differenzkosten ergeben. Im Wesentlichen hat das EEG seine zentralen Funktionen, eine stetige Kostendegression bei EE-Technologien bei gleichzeitiger stabiler Marktausweitung sicherzustellen, erreicht. Die starken Differenzkostenanstiege der letzten Jahre wurden vor allem durch eine verspätete Korrektur der Vergütungen für Photovoltaikanlagen hervorgerufen. Derartige stets notwendige Anpassungen müssen zukünftig rascher und effektiver erfolgen. Korrekturbedürftig am EEG sind auch die Berechnungsgrundlagen für die EEG-Umlage, die in der jetzigen Form eine unausgewogene Belastung einzelner Verbrauchergruppen darstellt und die positiven Wirkungen der EE-Stromerzeugung zu wenig berücksichtigt.

Selbstverständlich lassen sich die „Erblasten“ des bisherigen Strommarkts nicht schlagartig beseitigen. Alle Energieverbraucher profitieren nämlich von den bisherigen Preisstrukturen, da sie nur einen Teil der eigentlich anfallenden Energiebereitstellungskosten bezahlen müssen. Die vollen Kosten der Energiebereitstellung werden bis heute zu Lasten der Umwelt und zu Lasten zukünftiger Generationen umverteilt. Müssten die durch den derzeitigen Verbrauch fossiler Energien angerichteten Klimaschäden heute bezahlt werden, wären dafür jährlich anteilig in Deutschland rund weitere 75 Milliarden Euro aufzubringen, wenn man von Klimaschäden in Höhe von 100 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> ausgeht. Gegen diesen gigantischen gesamtwirtschaftlichen Verteilungseffekt sind die kurzfristigen volkswirtschaftlichen Verteilungseffekte derzeit höherer investiver Ausgaben für erneuerbare Energien zu Lasten von Ausgaben in anderen Wirtschaftsbereichen, wie sie gelegentlich beklagt werden, von nachrangiger Bedeutung.

Bei Berücksichtigung der Vollkosten der Stromerzeugung führt der Ausbau erneuerbarer Energien nur zu geringen Belastungen. Die Stromrechnung für den Verbraucher stiege nur in einer Übergangszeit. Mittel- bis längerfristig könnten höhere Preise zudem durch Verbrauchsreduktionen kompensiert werden, da sie zuverlässige Anreize für die Ausschöpfung der beträchtlichen, heute bei Weitem noch nicht genutzten Effizienzpotenziale darstellen. Als „korrekte“ Steuerungssignale könnten vollkostenorientierte Strompreise wirkungsvoll für stets weitere Innovationen bei allen EE-Technologien und beim effizienten Umgang mit Energie sorgen. Dieser Zustand mag vielen aus heutiger Sicht utopisch und gesellschaftlich nicht durchsetzbar erscheinen, aber vergessen wir nicht: Auch der breite Konsens über den Zielkatalog der deutschen Energiewende war vor 20 Jahren so nicht vorstellbar. Eine Erfüllung dieser aus Klimaschutzsicht notwendigen Ziele wird aber nur mit einer mutigen und aufgeklärten Energiepolitik möglich sein, die entsprechende Systemänderungen beherzt umsetzt.

## Literaturverzeichnis

- BMWi (2013): Zahlen und Fakten – Energiedaten. BMWi, Referat III C3; Berlin 6.2.2013  
[www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/energiedaten.html](http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/energiedaten.html)
- Dohmen, F., M. Fröhlingsdorf et al. (2013): Das Strom-Phantom. Spiegel Nr. 36 vom 2. September, 19–26.
- Frondel, M., N. Ritter und C. Schmidt (2011): Die Kosten des Klimaschutzes am Beispiel der Strompreise. Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Position Nr. 45 vom 1.4.2011.
- Frondel, M., C. Schmidt und N. aus dem Moore (2012): Marktwirtschaftliche Energiewende – ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien. Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI) im Auftrag der Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft. Essen.
- Greenpeace (2012): Energy [R]Evolution – a Sustainable World Energy Outlook. Basierend auf Szenarienanalysen von DLR Stuttgart, Utrecht University, LBST Ottobrunn u. a. im Auftrag von Greenpeace International. European Renewable Energy Council (EREC) und Global Wind Energy Council (GWEC), Juli 2012.
- Nagl, S., S. Paulus und D. Lindenberger (2012): Mögliche Entwicklung der Umlage zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch das EEG bis 2018. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (EWI) im Auftrag der Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft. Köln, November 2012.
- Nitsch, J. (2013): Szenario 2013 – eine Weiterentwicklung der Leitszenarien 2011. Arbeitspapier, DLR Stuttgart, April 2013.
- Nitsch, J., T. Pregger, T. Naegler, N. Gerhardt, B. Wenzel et al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. DLR Stuttgart, Fraunhofer-IWES Kassel, IfnE Teltow. Studie im Auftrag des BMU, März 2012.
- Reuster, L. und S. Küchler (2013): Die Kosten der Energiewende – Wie belastbar ist Altmaiers Billion? Kurzanalyse des Forums Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft im Auftrag von Greenpeace Energy eG und dem BEE e. V., März 2013.
- WEO (2012): World Energy Outlook 2012. International Energy Agency. OECD/IEA, Paris, November 2012.