

**Discussion Papers**

**DIW Berlin**

German Institute  
for Economic Research

**618**

**Claudia Kemfert**

**Die deutsche Energiepolitik braucht  
eine Trendwende – Ein 10-Punkte-Plan  
für eine nachhaltige Energieversorgung**

**Berlin, September 2006**

Die in diesem Papier vertretenen Auffassungen liegen ausschließlich in der Verantwortung des Verfassers und nicht in der des Instituts.

#### IMPRESSUM

DIW Berlin, 2006  
Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung  
Königin-Luise-Str. 5  
14195 Berlin  
Tel. +49 (30) 897 89-0  
Fax +49 (30) 897 89-200  
<http://www.diw.de>

ISSN Printausgabe 1433-0210  
ISSN elektron. Ausgabe 1619-4535

Die Diskussionspapiere können kostenlos von der DIW Berlin Webseite heruntergeladen werden.



**Discussion Papers 618**

Prof. Dr. Claudia Kemfert <sup>\*/\*\*</sup>

**Die deutsche Energiepolitik braucht eine Trendwende –  
Ein 10-Punkte-Plan für eine nachhaltige Energieversorgung**

Berlin, September 2006

\* DIW Berlin, Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt, ckemfert@diw.de

\*\* Humboldt-Universität zu Berlin, kemfert@wiwi.hu-berlin.de



## **Inhaltsverzeichnis**

<b>1</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Die Stromerzeugung in Deutschland – heute und morgen .....</b>	<b>1</b>
<b>3</b>	<b>Die Treibhausgasemissionen in Deutschland .....</b>	<b>3</b>
<b>4</b>	<b>Die Anforderungen an die Energiepolitik in Deutschland sind vielschichtig .....</b>	<b>5</b>
<b>5</b>	<b>Fazit .....</b>	<b>17</b>

## Verzeichnis der Abbildungen

Abb. 1:	<b>Struktur der Stromerzeugung in Deutschland in den Jahren 1990 und 2004 (in Prozent)</b> .....	2
Abb. 2:	<b>Treibhausgasemissionen nach Sektoren, in Mio. CO<sub>2</sub> Äquivalente</b> .....	4
Abb. 3:	<b>Emissionsminderungspotentiale im Bereich Energiewirtschaft einzelner Maßnahmen im Jahre 2004 und 2008-2012</b> .....	14
Abb. 4:	<b>Rahmen der europäischen Energie- und Klimapolitik</b> .....	21
Abb. 5:	<b>Aktuelle energie- und klimapolitische Maßnahmen in Deutschland (Auswahl)</b> .....	22

## 1 Einleitung

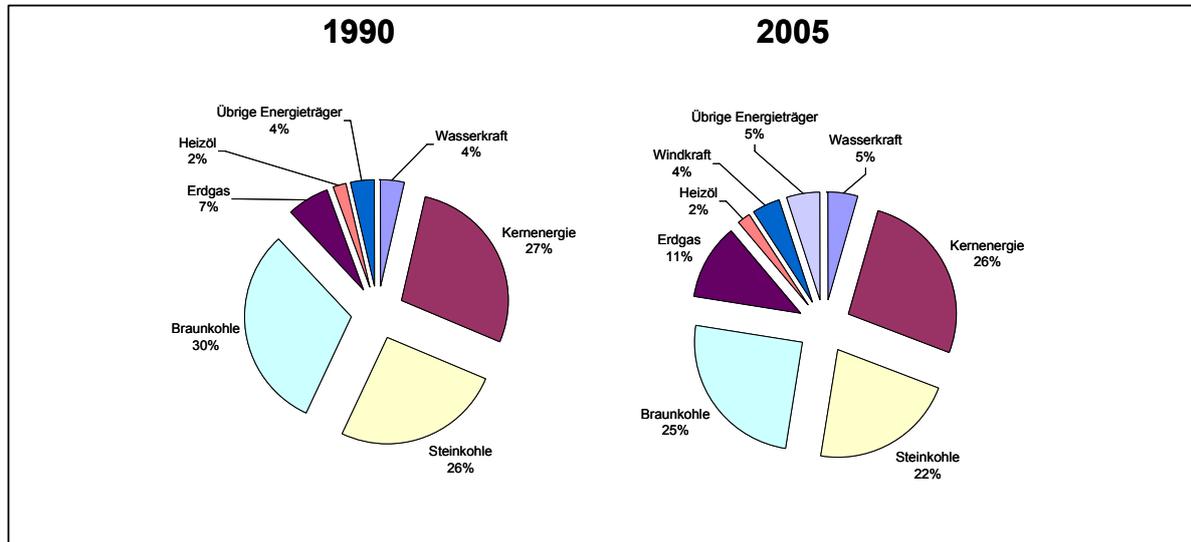
Das Thema Energie ist in aller Munde: ob hohe Ölpreise, hohe Benzinpreise, explodierende Heizkosten, der Gasstreit zwischen Russland und der Ukraine, Energieunternehmensfusionen oder Förderung erneuerbarer Energien: es vergeht kaum ein Tag, an dem nicht über das Thema Energie in den Medien, wissenschaftlichen Diskussionen oder in der Politik beraten und gestritten wird. Dabei ist die Energiepolitik elementar. Eine kluge Energiepolitik muss einen richtigen Mix aus Regulierung, Deregulierung und „laissez faire“ finden. Dabei kann eine deutsche Energiepolitik sicherlich nicht losgelöst aus einem Europäischen Rahmen tätig sein. Die Vorgaben aus Europa sind vielfältig (siehe Abbildung 4). Die Implementierung der Vorgaben aus Brüssel in die deutsche Energiepolitik sind umso vielfältiger (siehe Abbildung 5).

Der vorliegende Beitrag gibt einen Überblick über die Energiesituation in Deutschland. Der Beitrag konzentriert sich jedoch in erster Linie auf die Stromerzeugung in Deutschland, da hier in der kommenden Zeit die größten Umstrukturierungsprozesse zu erwarten sind. Der Beitrag fokussiert auf energiepolitischen Handlungsoptionen und schlägt einen 10-Punkte-Plan zur Verbesserung der deutschen Energiepolitik vor.

## 2 Die Stromerzeugung in Deutschland – heute und morgen

In Deutschland stehen im Zuge des Alterungsprozesses und aufgrund des Atomenergieausstiegsbeschlusses bis zum Jahre 2020 in der Stromerzeugung umfangreiche Neuinvestitionen an. In Deutschland beruht die Stromerzeugung gegenwärtig zum großen Teil auf Kernenergie und Stein- und Braunkohle (Abbildung 1). Die deutsche Energiepolitik hat zusammen mit der Energiewirtschaft im Jahre 2002 beschlossen, aus der Atomenergie auszuweichen. Die Laufzeit aller bestehender Atomanlagen wird nach diesem Beschluss auf 32 Jahre beschränkt. Das Atomenergieausstiegsgesetz bewirkt, dass bis zum Jahre 2021 alle 17 der derzeitigen Betrieb befindlichen Kernenergiekraftwerke vom Netz gehen werden. Allein durch die Abschaltung der Atomkraftwerke müssen bis 2021 Ersatzinvestitionen für 20 GW Stromerzeugung geleistet werden. Die Atomkraftwerke in Obrigheim und Stade sind in den Jahren 2002 und 2004 bereits abgeschaltet worden. Die nächsten Atomkraftwerke, die nach Ablauf der Lebensdauer vom Netz gehen würden, sind im Jahre 2007 Biblis A und im Jahre 2008 Neckarwestheim I.

Abbildung 1:  
**Struktur der Stromerzeugung in Deutschland in den Jahren 1990 und 2004 (in Prozent)**



Quelle: DIW Berlin 2005.

Die Entwicklung der zukünftigen Energieerzeugung hängt entscheidend von den Erwartungen und Trends der demografischen, sozialen, technisch-ökonomischen und politischen Rahmenbedingungen ab. Die Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages erwartet, dass der Strombedarf in Deutschland im Jahre 2020 etwa 570 Terawattstunden (TWh) betragen wird. Die gesamten Kraftwerkskapazitäten müssten sich damit von rund 115 Gigawatt (GW) im Jahr 1998 bis zu 120 GW im Jahr 2020 und etwa 128 GW im Jahr 2050 erhöhen (Enquête-Kommission 2002). Bis zum Jahre 2020 wird ein Ersatzbedarf von ca. 40 GW an Kraftwerksleistung notwendig sein (Kemfert 2004). Die Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ hebt stark die Energieeffizienzverbesserungen hervor und ermittelt Varianten der Zusammensetzung des Kraftwerksparks. Danach ist sowohl ein starker Ausbau der erneuerbaren Energien ebenso wie die Reetablierung der Kernenergienutzung möglich (Enquête-Kommission 2002). Zudem wird die Möglichkeit der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -deponierung (CCS) einbezogen, wodurch die Nutzung von Kohlekraftwerken weiterhin ermöglicht werden soll. Das sogenannte „CO<sub>2</sub> freie Kraftwerk“<sup>1</sup> mittels Kohlenstoffsequestrierung, d.h. die Ab-

<sup>1</sup> „CO<sub>2</sub> freies“ Kraftwerk ist als Bezeichnung insofern irreführend, als dass es technisch schwer möglich sein wird, das gesamte CO<sub>2</sub> abzuscheiden und einzulagern, daher ist der Begriff „CO<sub>2</sub> armes Kraftwerk“ richtiger.

scheidung des Kohlendioxids bei der Entstehung ist ebenso kostenintensiv und verursacht, nach derzeitigem Kenntnisstand, erhebliche Energieeffizienzverluste.<sup>2</sup> Dies würde den Einsatz der Kohlekraftwerke wiederum verteuern (Kemfert 2005). Zudem ist sowohl die Technologie der CO<sub>2</sub>-Abscheidung als auch die Endlagerung bisher wenig erforscht. Diese Ungewissheiten machen die sichere Bereitstellung bereits im Jahre 2020 eher fraglich.

Aus wirtschaftlicher Sicht erscheint der Ausbau von Gas- und Dampfkraftwerken derzeit zwar kostengünstig, die Wirtschaftlichkeit wird jedoch stark von der zukünftigen Entwicklung des Gaspreises abhängen. So ist anzunehmen, dass der Gaspreis ähnlich wie der Ölpreis langfristig auf hohem Niveau verharrt oder sogar weiter steigen wird. Ein hoher Gaspreis würde die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken verteuern.

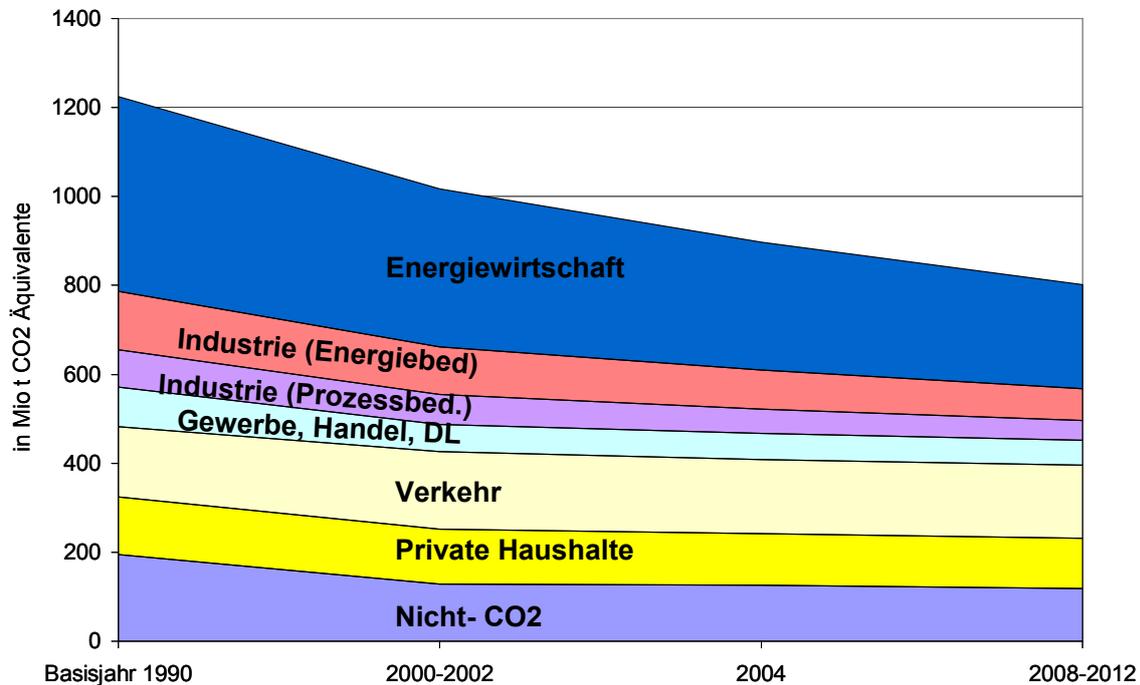
### **3 Die Treibhausgasemissionen in Deutschland**

Die Treibhausgasemissionen entstehen in Deutschland zum größten Teil aus den Bereichen Energiewirtschaft und Verkehr. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen einzelner Kraftwerke sind vornehmlich abhängig vom eingesetzten Brennstoff und den erreichbaren Wirkungsgraden bei der Energieumwandlung der Anlagen. Die Stromerzeugung in Deutschland hat sich seit Anfang der neunziger Jahre leicht erhöht. Dennoch sank der CO<sub>2</sub>-Ausstoß bei der Herstellung von Strom von 1991 bis 2002 um fast 8 %, und die spezifischen Emissionen (Emissionen pro erzeugter Kilowattstunde) sind im gleichen Zeitraum sogar um rund 14 % zurück gegangen. Dies ist in erster Linie auf den Ersatz von herkömmlicher Steinkohle- durch Gas- und Kernkraftwerke sowie durch Windkraftanlagen zurückzuführen. Zudem wurde der Kraftwerkspark im ostdeutschen Raum erneuert, sodass durch Energieeffizienzverbesserungen deutliche Emissionsminderungen zu verzeichnen waren.

---

<sup>2</sup> Der WBGU veranschlagt Zusatzkosten durch CCS von 100-250 \$ pro Tonne CO<sub>2</sub>, siehe WBGU (2003), S. 94-98. Optimistischere Schätzungen gehen von einem Abscheidungspreis in Höhe von 30 US-Dollar bis zu 60 US-Dollar pro Tonne Kohlenstoff aus, siehe IPCC (2005).

Abbildung 2:  
Treibhausgasemissionen nach Sektoren, in Mio. CO<sub>2</sub> Äquivalente



Quelle: DIW Berlin

Die Verbrennung von Braunkohle verursacht die vergleichsweise höchsten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Aufgrund des nach wie vor hohen Stein- und Braunkohlenanteils an der Stromerzeugung ist Deutschland im Vergleich zu anderen Europäischen Ländern eines der CO<sub>2</sub> emissionsstärksten Länder. Moderne Gas- und Dampfkraftwerke, die derzeit mit rund 9 % zur Stromerzeugung in Deutschland beitragen, verursachen erheblich weniger klimaschädliche Treibhausgase. Die Stromerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen weist einen hohen Gesamtausnutzungsgrad des eingesetzten Brennstoffs auf, da sie für die Stromerzeugung anfallende Abwärme für Heizzwecke zur Verfügung stellen. Die Stromerzeugung aus Kernenergie verursacht hingegen unmittelbar keine klimagefährlichen Treibhausgase, birgt jedoch viele andere Umweltrisiken bei Betrieb und Endlagerung.

Deutschland hat sich im Zuge der EU-Lastenverteilung verpflichtet, die klimarelevanten Treibhausgasemissionen um insgesamt 21 % gemessen an dem Niveau von 1990 bis zum Zeitraum von 2008 bis 2012 zu verringern. Deutschland ist für knapp ein Viertel der Europäischen Treibhausgasemissionen verantwortlich und ist damit der größte Treibhausgasproduzent in der EU. Allerdings hat Deutschland – im Gegensatz zu vielen anderen Europäi-

schen Ländern – bereits Emissionsminderungen von bis zu 20 % im Vergleich zum Jahr 1990 erreicht (Ziesing 2006). Damit muss Deutschland insgesamt noch bis zu 18 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> bis zum Jahre 2012 verringern.

#### **4 Die Anforderungen an die Energiepolitik in Deutschland sind vielschichtig**

Die Europäische Kommission hat in der Vergangenheit unterschiedliche Vorgaben und Direktiven herausgegeben, die für die deutsche Politik entscheidend sind. Im Jahre 1996 wurde eine Richtlinie zur Stärkung des Wettbewerbs auf den Energiemärkten veröffentlicht (EU 1996 und EU 2001). Zudem wurde nach der Richtlinie aus dem Jahre 2003 und 2004 (EU Komm 2003 und EU 2004) im Jahre 2005 ein Europäisches Emissionsrechtehandelsystem eingeführt, welches die Emissionsminderungsziele von Kyoto erreichen soll. Darüber hinaus hat die Europäische Kommission eine Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien herausgegeben, der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung soll bis zum Jahre 2010 auf 21 % (EU25) erhöht werden (EU 2001). Die Europäische Union hat zudem im Jahre 2003 in der Richtlinie festgelegt, dass alle Mitgliedsstaaten bis zum Jahr 2005 zwei Prozent des Kraftstoffverbrauchs und bis 2010 5,75 % desselben durch Biokraftstoffe ersetzt werden sollen (EU 2003). Weitere Rahmenbedingungen der Europäischen Union zeigt Abbildung 4.

In Deutschland spielt Energiepolitik eine zentrale Rolle. Zwei wesentliche politische Ziele sind von der bisherigen „rot-grünen“ Regierung erreicht worden, die hervorgehoben werden können: der Ausstieg aus der Atomenergie und die erfolgreiche Förderung erneuerbarer Energien. Ein Schwerpunkt des Interesses der vergangenen Regierung lag im wesentlichen in der Erreichung einer nachhaltigen Energieversorgung. Aber auch eine neue Regierung muss ein besonderes Augenmerk auf die Energiepolitik in Deutschland legen. Denn heutige energiepolitische Signale sind richtungsweisend. Wenn es nicht gelingt, heute konkrete Klimaschutzziele zu etablieren, kann es zu erheblichen Fehlinvestitionen in der Stromerzeugung kommen (Kemfert 2004). Mit ansteigenden Energiepreisen kommt aber die Wettbewerbsfähigkeit des Energiesystems wieder stark ins Blickfeld. Zudem muss das Zusammenspiel der einzelnen Instrumente überprüft und bewertet werden. Daher ist es wichtig zu entscheiden, welche energiepolitischen Ziele Sinn machen oder abgeschafft bzw. verbessert werden müssen. Kann es sich Deutschland im Zuge drastisch gestiegener Energiepreise überhaupt noch leisten, Klimaschutzziele wie die Implementation des Emissionsrechtehandels, die Förderung erneu-

erbarer Energien, Atomenergieausstieg und den Abbau der Subventionen aus der Steinkohle weiterhin aufrechtzuerhalten?

Da die Energiepolitik jedoch elementar ist und zudem sehr lange Zeiträume umspannt, müsste eine „Energiepolitik aus einem Guss“ langfristig ausgerichtet sein und zumindest einen roten Faden in der grundsätzlichen Ausgestaltung aufweisen. Eine einheitliche Energiepolitik wäre notwendig, um auch Planungssicherheit für Energiekonzerne zu geben und die grundlegende Strategie einer sicheren, umweltverträglichen und wirtschaftlichen Energieversorgung in Deutschland zu gewährleisten. Der folgende 10-Punkte-Plan zeigt auf, in welchen Bereichen die deutsche Energiepolitik handeln muss und wo Verbesserungsbedarf besteht.

### ***1. Der Wettbewerb auf den Energiemärkten muss gefördert werden – mit Hilfe einer Europäischen Regulierungsbehörde***

Deutschland hat den Strommarkt im Jahre 1998 im Gegensatz zu einigen anderen Europäischen Ländern vollständig liberalisiert. Frankreich oder manche Osteuropäische Länder haben hingegen ihren Markt erst unvollständig geöffnet. Diese Unterschiede in den Marktöffnungen kann zu Marktverzerrungen führen, welches strategisches Verhalten durch eine Abschottung des eigenen Marktes nach sich ziehen kann. Nur eine vollständige Öffnung aller Europäischen Strommärkte und eine genügend hohe Anbieterzahl würde den Markt in eine Wettbewerbssituation ohne Verzerrungen bringen.

Im Zuge von zahlreichen Energieunternehmenszusammenschlüssen in Deutschland seit dem Jahre 1998 ist die Marktkonzentration deutlich gestiegen, derzeit dominieren vier große Anbieter den Markt. Heute wird 80 Prozent der gesamten Stromerzeugung von vier großen Energieunternehmen hergestellt. Zwei Unternehmen, E.ON und RWE, haben nach Meinung der Kartellbehörde und der EU Kommission eine marktbeherrschende Stellung inne.<sup>3</sup> Der Großteil des deutschen Stromhandels findet auf bilateraler Ebene statt, nur ein kleiner Teil (10%) wird über die Börse (EEX) abgewickelt. Die Europäische Kommission fordert seit einiger Zeit mehr Wettbewerb auf dem deutschen Strommarkt. Der jüngst eingeführten Regulierungsbehörde in Deutschland kommt dabei eine wichtige Rolle zu: sie muss primär die Durchleitungsentgelte kontrollieren und damit eine wettbewerbliche Preisgestaltung gewähr-

leisten.<sup>4</sup> Wettbewerbsfähig sind danach solche Unternehmen, die kostengünstig anbieten können.

Die jüngsten Entwicklungen deuten darauf hin, dass in Europa weitere Unternehmensfusionen stattfinden werden. E.ON plant, den spanischen Konzern Endesa zu übernehmen, der italienische Konzern Enel hat Interesse an dem französischen Suez. Letztere Interessenbekundung bewirkte im französischen Markt, dass nun GdF (Gas de France) mit Billigung der französischen Regierung den französischen Konzern Suez übernehmen möchte. Der russische Gaskonzern Gazprom bekundete jüngst sein Interesse an einer Übernahme des englischen Centrico. All diese Interessenbekundungen und Aktivitäten machen deutlich, dass in der Zukunft noch weniger große statt mehr kleine Energieanbieter auf dem Strom- und Gasmarkt aktiv sein werden. Dies bedeutet letztlich, dass, wenn schon die EU Behörden wenig gegen solche Großfusionen ausrichten können, sich dann aber für eine rigorose Preiskontrolle im europäischen Energiemarkt einsetzen müssen.

Auch der Gasmarkt leidet aufgrund der Anbieterstruktur bisher an unvollständigem Wettbewerb durch zu wenig Anbieter- und Verteilerunternehmen und ungenügende Transportkapazität. Die Europäische Kommission fordert in ihrem jüngsten Gutachten, den Wettbewerb auch im Gasmarkt deutlich zu erhöhen. Die Europäische Kommission fragt aus zwei Gründen nach mehr Wettbewerb: die drei größten Gasanbieterunternehmen in Deutschland machen einen Anteil von 80 Prozent aus, was als eine marktbeherrschende Stellung anzusehen ist. Zudem haben zu wenig neue Anbieter die Möglichkeit, am deutschen Markt Gas anzubieten, in erster Linie aufgrund mangelnder Liquidität und aufgrund der langfristigen Lieferverträge zwischen Anbieter- und Verteilerunternehmen. Die Lieferverbindungen zwischen Anbieter- und Verteilerunternehmen werden durch langfristige Verträge – von bis zu 20 Jahren – geregelt. Die Kartellbehörde in Deutschland will diese Lieferverträge auf eine Laufzeit von zwei Jahren reduzieren, um weitere Wettbewerber in den Markt zu bringen.<sup>5</sup> Zudem wird derzeit geprüft,

---

<sup>3</sup> Die Europäische Kommission hat die Entwicklungen des Europäischen Strom- und Gasmarktes zusammengefasst und fordert explizit mehr Wettbewerb ein, siehe EU Kommission (2005).

<sup>4</sup> Die Bundesnetzagentur hat im Mai 2006 einen ersten Entwurf zur Anreizregulierung vorgelegt. Danach sollen in den ersten Perioden eine „Revenue Cap“ Regulierung vorherrschen, die später durch eine sogenannte „Yardstick Competition“ abgelöst wird.

<sup>5</sup> Das Amtsgericht in Heilbronn hat im April des Jahres 2004 die Gaspreiserhöhung des lokalen Gasanbieters für ungültig erklärt. Die Unternehmen müssen zukünftig die Gaspreiskalkulation offen legen und die Preiserhöhung vor dem Hintergrund der „Angemessenheit“ erklären können. Die Kartellbehörde will den Wettbewerb verstärken und die langfristigen Laufzeiten der Gasanbieter in Deutschland und die Verteilerunternehmen auf unterbinden und eine maximale Laufzeit von 2 Jahren etablieren. Der Hauptgasanbieter, E.ON, hat freiwillig die Gaspreiskalkulation, die eine bis zu 30 prozentige Steigerung rechtfertigt, offen gelegt.

ob die Gaspreisanstiege im Jahre 2005, die die Gasversorger mit gestiegenen Ölpreisen und Beschaffungskosten begründen, gerechtfertigt sind. Daneben müssen die Durchleitungsentgelte und die Gastarife kontrolliert werden. Einige Gasversorger sind deshalb aufgefordert worden, die Kostenkalkulation offen zu legen.

All diese Maßnahmen reichen jedoch nicht aus, um genügend Wettbewerb auf dem Energiemarkt sicherzustellen. Nationale Entscheidungen können Fehlentwicklungen auf europäischer Ebene nicht verhindern. Eine europäische Regulierungsbehörde ist daher dringend notwendig, um genügend Wettbewerb sicherzustellen und die Preise zu kontrollieren.

## ***2. Entkopplung des Ölpreises vom Gaspreis ist notwendig***

In der Vergangenheit wurde eine Bindung des Gaspreises an den Ölpreis eingeführt, um zum einen die hohen Investitionskosten in die Infrastruktur abzusichern aber zum anderen auch zu verhindern, dass Gas als vergleichsweise billiges Konkurrenzprodukt zum Öl auf dem Markt angeboten wird. In langfristigen Lieferverträgen zwischen Gasanbieter und -abnehmerunternehmen wird eine solche Gaspreisbindung implementiert, welche zeitnah nach den Ölpreisänderungen eine Gaspreisänderung vorsieht. Da der Ölpreis aus unterschiedlichsten Gründen in der Vergangenheit sehr stark angestiegen ist, hat sich auch der Gaspreis stark erhöht. Im Zuge ansteigenden Wettbewerbs ist eine Gaspreisbindung an den Ölpreis nicht mehr zu rechtfertigen. Ob ein verstärkter Wettbewerb und eine Aufgabe der Gaspreisbindung an den Ölpreis aber tatsächlich zu verminderten Gaspreisen führen wird, ist ungewiss. Denn die marktbeherrschende Stellung einiger Großanbieter wird auch weiterhin bestehen bleiben. Die Aufgabe der Gaspreisbindung an den Ölpreis kann dazu führen, dass bei starker Nachfragesteigerungen oder Spekulationen – ähnlich wie beim Ölpreis – die Gaspreise explodieren. Nur mehr Wettbewerb auf dem Weltmarkt – durch einen verstärkten LNG Handel – kann eine derart marktbeherrschende Stellung weniger Anbieterländer und -unternehmen verhindern. Die deutsche Energiepolitik muss einen verstärkten Wettbewerb zwischen den Anbieterunternehmen forcieren und dann auch die Ölpreisbindung aufheben.

Sobald der Gasmarkt jedoch durch mehr Wettbewerb charakterisiert werden kann, sollte diese Gaspreisbindung an den Ölpreis aufgehoben werden, dies fordert ebenso die Europäische Kommission (EU Kommission 2005).

### ***3. Erneuerbare Energien und KWK Anlagen müssen weiter gefördert werden***

Die Europäische Kommission hat im Jahre 2001 eine Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien etabliert (EU Kommission 2001). Die Richtlinie hat zum Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien an der gesamten Stromerzeugung im Jahre 2010 auf 21 Prozent (EU 25) ansteigen zu lassen. Deutschland hat sich bereit erklärt, einen Anteil von 12,5 % zu erzielen. Andere Länder haben unterschiedliche Ziele vereinbart und auch sehr unterschiedliche Förderinstrumente eingerichtet. Die meisten Länder haben genau wie Deutschland ein festes Einspeisevergütungssystem eingerichtet, welches die Einspeisung erneuerbarer Energien nach einem fest gestaffelten System vergütet. Manche Länder, wie zum Beispiel England, Niederlande und Italien haben jedoch ein Quotenmodell (green certificate) eingeführt. Es ist auffällig, dass die Länder mit einem Einspeisevergütungssystem deutlich näher an ihre gewünschten Ziele heranreichen als die Länder mit einem Quotensystem. Diejenigen Europäischen Länder mit einer Quotenlösung zeigen fallende Anteile erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung im Zeitraum von 1997 bis 2003 (Kemfert 2006). Das Einspeisevergütungssystem gibt Planungssicherheit über einen für Kraftwerksentscheidungen langen Planungszeitraum. Mit einem Quotensystem können nur dann die Ziele erreicht werden, wenn die Strafe bei Nichterfüllung entsprechend hoch ist. Die Zielerfüllung kann jedoch nicht notwendigerweise zu minimalen Kosten erreicht werden, das Gegenteil kann der Fall sein.

Das Einspeisevergütungssystem nach dem Erneuerbaren Energiengesetz (EEG) in Deutschland gibt seit dem Jahre 2000 je nach Technologie und Alter spezifische Einspeisevergütungen vor, die im Zeitablauf je nach Kostendegression fallen. Es werden somit sogenannte Lernkurveneffekte, d.h. Kostenminderung bei ansteigenden Marktpotentialen, eingerechnet. Je nach Kostendegression fallen die Einspeisevergütungen. Das Ziel des EEG ist zum einen die Versorgungssicherheit durch einen Anstieg erneuerbarer Energien zu erhöhen und zum anderen neue Technologien, die nachhaltig sind, zu fördern. Seit dem Jahre 2000 hat sich der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung auf knapp 10 Prozent erhöht (Diekmann und Kemfert 2005). Es wurden dadurch in Deutschland ca. 53 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> vermieden.

Zudem sollten auch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) weiterhin gefördert werden. Die Förderung nach dem KWK Gesetz erfolgt in ähnlicher Weise wie die Förderung erneuerbarer Energien nach dem EEG. Das KWK Gesetz aus den Jahren 2002 und 2005 hat unterschiedli-

che Ziele: zum einen sollen KWK Anlagen geschützt und modernisiert werden und zudem soll Markteinführung der Brennstoffzelle gewährleistet werden, zum anderen sollen Emissionsminderungsziele von 10-30 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> bis zum Jahre 2010 erreicht werden. Letzteres Ziel erscheint unwahrscheinlich (Blesl et al. 2005, Ziesing und Matthes 2006), da einige Anlagen nur bei einem sehr hohen Preis für fossile Energie und Emissionszertifikate wirtschaftlich sind. Dennoch können mit KWK Anlagen Emissionen eingespart werden, zudem wird die im Stromerzeugungsprozess anfallende Wärme genutzt. Daher ist es notwendig, auch weiterhin erneuerbare Energien und KWK mit entsprechenden Gesetzen weiterhin zu fördern.

#### ***4. Großteil der Kohlesubventionen sollte in die Erforschung der CCS Technologie fließen***

Im Jahre 2005 sind in Deutschland durch den Bund und den Ländern Nordrhein Westfalen und Saarland insgesamt 2,7 Mrd. Euro in die Subventionierung der deutschen Steinkohle geflossen (Boss und Rosenschon 2006). Diese sollen nach aktuellen politischen Beschlüssen bis zum Jahr 2012 auf 1,8 Mrd. Euro vermindert werden. Es ist zu erwarten, dass der zukünftige Stromerzeugungsmix auch in den kommenden zwei Dekaden durch einen Anteil an fossiler Energie wie Kohle und Gas gekennzeichnet sein wird. Aufgrund der Klimaschutzpolitik wird die Kohletechnologie nur dann eine mittelfristige Chance haben, wenn es möglich sein wird, die entstandenen CO<sub>2</sub> Emissionen zu sequestrieren und einzulagern (CCS). Da es jedoch unsicher ist, ob die technologischen Optionen herkömmlicher Kohlekraftwerke ausreichen, CO<sub>2</sub> risikofrei und effizient abzuscheiden und einzulagern, ist eine weitere Erforschung dieser Technik unerlässlich. Dabei spielen nicht nur die beim Abscheidungsprozess einzusetzende Zusatzenergie als auch die Energieeffizienzverluste eine wichtige Rolle. Vor allem sind zudem die Einlagerungsmöglichkeiten der CO<sub>2</sub> Emissionen und die damit verbundenen Risiken möglicher Entweichungen in die Atmosphäre besonders wichtig. Die Emissionen könnten in leeren Salz- oder Gaskavernen gelagert werden. Da diese Lagerstätten nur in den seltensten Fällen direkt mit dem Entstehungsort zusammenfallen, müssen die Emissionen transportiert und gelagert werden. Die Möglichkeiten, Risiken und auch Kosten der CCS Technologie sind bisher kaum erforscht worden. Die Marktreife der CCS Technologie wird schätzungsweise erst in 15-20 Jahren erreicht sein. Diese Zeit wird auch notwendig sein, die möglichen Risiken und Chancen der Technologie weltweit zu erforschen.

Die Ausgaben für die Erforschung der Kohletechnologie sind jedoch in den vergangenen Jahren weiter zurückgeführt worden und haben im Jahr 2003 mit insgesamt 7 Millionen Euro nur ca. 2 % der gesamten Ausgaben für FuE für den Energiebereich ausgemacht. Im Jahr 2004 hat sich dieser Betrag zwar fast verdoppelt, dennoch sollten die Ausgaben zur Erforschung dieser Technologie verdreifacht werden. Wenn nur ein Teil der derzeit gezahlten Kohlesubventionen wie z. B. 700 Millionen Euro in die Erforschung dieser Technologie fließen sollte, wäre dies eine Erhöhung der FuE Ausgaben um den Faktor 36. Daher sollte ein Großteil der geplanten zukünftigen Kohlesubventionen umgewidmet werden zur Erforschung der CCS Technologie.

#### ***5. Der Emissionsrechtehandel ist ein wichtiges Instrument des Klimaschutzes- sollte aber effizienter gestaltet werden***

Der Handel mit Emissionsrechten ist im Prinzip ein kosteneffizientes Verfahren zur Emissionsreduktion, da jeder Emittent je nach Kostenbelastung entscheiden kann, Emissionsrechte zu kaufen oder Emissionen zu reduzieren (und gegebenenfalls Emissionsrechte zu verkaufen). In Deutschland wird durch die Erstzuteilung der Emissionsrechte (NAP) im Rahmen der ersten Pilotphase des Emissionsrechtehandels zu einer Emissionsreduktion von 2 Prozent kommen, dies entspricht ca. 10 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>. In der zweiten Handelsperiode sollen nochmals 20 Mio. Tonnen vermindert werden.

Im Jahre 2005 ist der Emissionszertifikatepreis stark angestiegen, als Spitzenwert ist der Preis auf eine Höhe von bis zu 28 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> angestiegen. Die Gründe hierfür sind vielschichtig. Zum einen werden aufgrund der hohen Gaspreise verstärkt Kohlekraftwerke eingepplant. Zum anderen kommt es aufgrund von Unsicherheiten und strategischem Verhalten zu einer Zurückhaltung der Emissionsrechte, was den Preis eher nach oben treibt. Die in jüngster Zeit beobachteten Zertifikatepreisrückgänge sind in erster Linie darauf zurückzuführen, dass in einigen Ländern eine Überausstattung mit Zertifikaten stattgefunden hat.

Da in Deutschland um die 50 Prozent der gesamten Stromerzeugung aus Kohletechnologie hergestellt wird, steigen die Produktionskosten mit einem ansteigenden Emissionszertifika-

tepreis.<sup>6</sup> Sowohl die Praxis des Jahres 2005 als auch Modellsimulationen belegen, dass der Strompreis mit steigendem Zertifikatspreis wächst. Modellsimulationen des Jahres 2004 haben bereits gezeigt, dass bei unvollständigem Wettbewerb der Strompreis um 30 Prozent ansteigen kann, wenn der Emissionszertifikatspreis sich auf 20 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> erhöht (Kemfert 2004). Eine einfache Regressionsanalyse zeigt, dass der gestiegene Emissionszertifikatspreis des Jahres 2005 die Strompreise erhöht hat (Kemfert und Diekmann 2006). Der Regressionskoeffizient des EEX Phelix-Base-Year-Future 2006 beträgt 0,58 kg CO<sub>2</sub> je kWh. Dieser Wert ist mit der durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Intensität der Stromerzeugung vergleichbar (vgl. auch Bauer und Zink 2005). Ein hoher Emissionszertifikatspreis würde auf der anderen Seite sowohl die erneuerbaren Energien als auch die Kohletechnologie mit CO<sub>2</sub> Abscheidung und Sequestrierung (CCS) wettbewerbsfähig machen (Kemfert und Diekmann 2006).<sup>7</sup>

Eine Versteigerung der Emissionsrechte, wenn auch nur zu einem kleinen Teil, hätte zwei Vorteile: erstens, würde für mehr Transparenz gesorgt: die Vermeidungskosten würden sichtbar werden und auch die Höhe der Emissionen auf Unternehmensebene; zweitens würden nicht die Unternehmen über die Einnahmen aus dem Emissionsrechtehandel (windfall profits) verfügen, sondern der Staat könnte von den Zusatzeinnahmen profitieren. Aus den Einnahmen könnten beispielsweise emissionsintensive Branchen entlastet werden, beispielsweise auch über eine Senkung der Ökosteuer. Zudem sollten nicht einzelne Technologien über unterschiedlich definierte Benchmarks bevorzugt werden. Denn damit würde eine Verzerrung hin zu emissionsintensiven Technologien erwirkt werden. Technologieeinheitliche Benchmarks würden eine solche Übervorteilung einzelner Technologien ausschließen.

Um nicht das weitere politische Überleben des Instruments Emissionsrechtehandel zu gefährden, sind all diese Verbesserungen dringend notwendig.

### ***6. Emissionsminderungsziele müssen erhöht werden***

Um den Klimawandel erfolgreich eindämmen zu können, müssen erheblich höhere Emissionsminderungsziele als die bisher durch das Kyoto Protokoll vereinbarten Reduktionsziele

---

<sup>6</sup> Je nach dem Alter der Kohlekraftwerke, würde ein Preis von 10 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> die variablen Produktionskosten von Steinkohle um 0,51 cent/kWh und Braunkohle um 0,81 cent/kWh erhöhen.

<sup>7</sup> Die Potentiale der CCS Technologie sind aufgrund großer möglicher Risiken noch sehr unsicher. Eine jüngst veröffentlichte IPCC Studie schätzt die Zusatzkosten der Stromproduktion für CCS von 0.01 bis zu 0.05 US\$/kWh (IPCC 2005).

durchgesetzt werden. Zudem erscheint das Ziel der Emissionsminderung innerhalb der Europäischen Union von 8 Prozent aufgrund der aktuellen Treibhausgasanstiege einiger Länder wie Spanien und Portugal kaum erreichbar (Kemfert 2006). Daher ist die von der EU favorisierte Verhandlungsposition als Vorreiter der Klimapolitik nicht nur in Gefahr, sie könnte die gesamten weiteren Verhandlungen behindern. Denn um den Klimawandel erfolgreich zu verhindern, muss die Gesellschaft es schaffen, die Treibhausgase auf heutiges Niveau zu stabilisieren. Dies wird nur gelingen, wenn Nationen wie die USA und China sich ebenso verpflichten, Treibhausgase zu senken und wenn ein technologischer Wandel einsetzt, der die Abkopplung des Wirtschaftswachstums und des Energieverbrauchs ermöglicht. Die deutsche Energiepolitik muss heute konkrete Emissionsminderungsziele setzen, um die Anreize für die Investoren zu setzen, in nachhaltige und klimafreundliche Technologien zu investieren.

### ***7. Strompreise sollten gesenkt werden – durch mehr Wettbewerb und Kompensation und Förderung von Energieeffizienzen***

Der Strompreis in Deutschland setzt sich aus unterschiedlichen Komponenten zusammen. Neben den steuerlichen Abgaben kommen Kosten aus Erzeugung, Transport und Vertrieb hinzu (60%), wovon 40 % auf Durchleitungsentgelte entfallen, Konzessionsabgabe (10 %) und Förderung der KWK und erneuerbare Energien (insgesamt 5 %). Die Durchleitungsentgelte in Deutschland sind im Europäischen Vergleich hoch: deutsche Unternehmen erheben Netzentgelte, die teilweise doppelt so hoch sind wie Durchschnittsentgelte.<sup>8</sup> Aber auch die staatliche Belastung ist durch eine Erhöhung der Stromsteuer von 1998 bis 2003 gestiegen. Durch den eingeführten Emissionsrechtehandel werden zudem die Opportunitätskosten auf den Strompreis überwälzt, somit wird Anteil der Erzeugungskosten erhöht. Die vermutlich von der Regulierungsbehörde erwirkten Reduktionen der Durchleitungsentgelte<sup>9</sup> können jedoch leicht wieder durch die neue Regierung beschlossene Mehrwertsteuererhöhung, mögliche Gaspreiserhöhungen und weiterer Anstieg der Emissionszertifikatepreise überkompensiert werden. Auch eine weitere Förderung der erneuerbaren Energien wird sich preissteigernd

---

<sup>8</sup> Deutsche Unternehmen wie RWE, E.ON und EnBW erheben Netzentgelte, die weit über sogenannte „best practice“ Netzentgelte liegen, siehe BNE/VIK 2005.

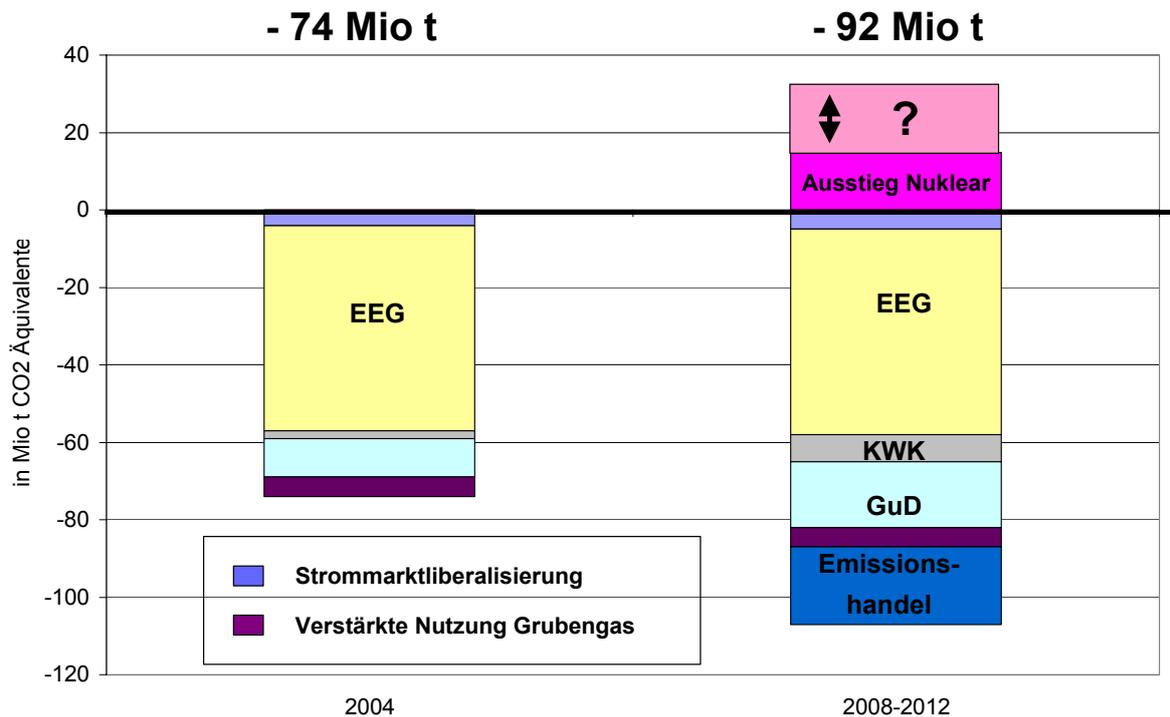
<sup>9</sup> Die Bundesnetzagentur hat im Mai 2006 einen ersten Entwurf zur Anreizregulierung vorgelegt. Danach sollen in den ersten Perioden eine „Revenue Cap“ Regulierung vorherrschen, die später durch eine sogenannte „Yardstick Competition“ abgelöst wird.

auswirken, da die erhöhten Kosten von den Unternehmen auf den Strompreis überwältigt werden. Die Energiepolitik muss daher für klare Regeln sorgen. Zudem muss eine kluge Politik die Preise kontrollieren, damit eine Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung einzelner Unternehmen ausgeschlossen werden kann. Zum anderen muss die Politik auch kurzfristige Korrekturen umsetzen, wenn die Energiepreise bereits aufgrund internationaler Marktgeschehnisse stark angestiegen sind. Wichtig wäre auch auf internationaler Ebene für mehr Transparenz der Ressourcendaten einzutreten oder eine internationale Steuer auf Spekulationsgewinne zu fordern. Beispielsweise könnte aber die Politik im Falle sehr hoher Öl- und Gaspreise die staatlichen Abgaben zu senken. Eine solche Steuerreduzierung sollte allerdings nur für den Zeitraum überhöhter Energiekosten in Betracht gezogen werden. Die Einnahmenverluste einer Steuerverminderung von Energiesteuern könnten beispielsweise aus einer Versteigerung der Emissionsrechte und/oder einer zusätzlichen Besteuerung von Gewinnen von Energieunternehmen kompensiert werden. Zudem können Energiepreise auch gesenkt werden, wenn die Nachfrage gesenkt wird- durch gezielte Energieeffizienzverbesserungen und Energieeinsparungen.

#### ***8. Strommengen sicherer Atomkraftwerke sollten erhöht werden***

Da die Stromerzeugung aus Nuklearenergie keine Treibhausgase freisetzt, jedoch andere bedeutende Umweltrisiken aufweist, ist vor dem Hintergrund der anstehenden Ersatzinvestitionen zu fragen, ob ein Ersatz aller bestehender Atomanlagen bis zum Jahre 2020 möglich ist. Wichtig erscheint hier, dass aus Klimaschutzgründen der Atomenergieausstiegsbeschluss dazu führen kann, dass die CO<sub>2</sub> Emissionen nicht in dem intendierten Umfang gesenkt werden können (DPG 2005). Entscheidend ist, durch welche Energieträger die Kernenergieanlagen ersetzt werden können. Nur durch gezielte Energieeffizienzverbesserungen und Energieeinsparungen kann bis zum Jahre 2020 verhindert werden, dass die CO<sub>2</sub> Emissionen zusätzlich stark ansteigen (DLR, Ifeu, WI 2004). Die Einzelmaßnahmen im Bereich der Energieerzeugung in Deutschland haben unterschiedliche Emissionsminderungspotentiale (Abbildung 3).

Abbildung 3:  
**Emissionsminderungspotentiale im Bereich Energiewirtschaft einzelner Maßnahmen im Jahre 2004 und 2008-2012**



Quelle: DIW Berlin

Dabei ist hervorzuheben, dass alle eingesetzten Maßnahmen, wie das EEG, die KWK Förderung, der Emissionsrechtehandel und auch der verstärkte Einsatz von GuD Kraftwerken emissionsmindernde Wirkung haben können, die Strommarktliberalisierung und auch der Atomausstiegsbeschluss jedoch emissionssteigernde Wirkungen haben können. Die Emissionswirkung dieser Maßnahmen hängt entscheidend davon ab, mit welchem Energieeinsatzmix zukünftig Energie erzeugt wird.

Da weder die CCS Technologie in Bezug auf mögliche Risiken und Wirtschaftlichkeit genügend erforscht ist, noch die erneuerbaren Energien bis zum Jahre 2020 über einen Anteil von 20 % an der deutschen Stromerzeugung hinausgehen werden, wäre es ratsam, die Strommen gen sicherer Kernkraftwerke zu erhöhen, um somit die notwendige Zeit zu geben, CCS und erneuerbare Energien einsatzfähig zu machen. Die Zeit, die mit einer 10 bis 15 jährigen Laufzeitverlängerung gewonnen werden würde, könnte dazu dienen, die zukunftsweisenden Technologien, wie die erneuerbaren Energien, wettbewerbsfähig zu machen.

**9. Ausgaben in Forschung und Entwicklung im Energiesektor müssen erhöht werden**

Deutschland hat im Jahre 2004 0,26 % des Bruttosozialprodukts für die Umweltforschung ausgegeben, nur 3 Prozent der gesamten FuE Ausgaben fielen auf den Energiebereich (BMW 2006). Dieser Anteil liegt zwar über dem OECD Durchschnitt, insgesamt ist der Anteil jedoch seit dem Jahre 1991 kontinuierlich gefallen (UBA 2006). Ein Großteil der FuE Ausgaben wurde für die Erforschung erneuerbarer Energien eingesetzt. Die Ausgaben in FuE sind bedeutend, da durch die Erforschung innovative technologische Potentiale eruiert werden können. Die Erforschung einer neuen Technologie ist der erste Schritt hin zu einer Etablierung von neuen Märkten. Zwar wird nicht jede neue Technologie auch Einsatzmöglichkeiten und Absatzpotentiale erzielen, dennoch kann die Patentierung neuer Technologien entscheidend dazu beitragen, Wettbewerbsvorteile zu erzielen.

Insgesamt müssen die Ausgaben in Forschung und Entwicklung im Energiebereich erhöht werden.<sup>10</sup> Zukunftsgerichtet werden sicherlich erneuerbare Energien eine wichtige Rolle spielen. Dennoch sollte keine Energietechnologie ausgespart werden. Neben erneuerbaren Energien ist auch die Kernfusion wie auch die Erforschung weiterer, umweltfreundlicher Technologien, wie zum Beispiel die CCS Technologie, wichtig (siehe Punkt 4). Grundsätzlich ist es entscheidend, dass keine innovativen und zukunftsweisenden Technologien ausgeklammert werden. Insgesamt ist es bedeutend, dass möglichst breit vielfältige technologische Optionen im Energiebereich erforscht werden.

Der im Frühjahr 2006 in Deutschland stattgefundenen Energiegipfel hat beschlossen, die FuE Ausgaben im Energiebereich deutlich zu erhöhen, auf 800 Millionen Euro im Jahre 2006 und 6 Milliarden Euro im Jahre 2009. Eine solche Erhöhung wäre dringend notwendig, um neue Technologien zu erforschen. Dennoch wird deutlich, dass nicht nur die FuE Ausgaben aus Bundesmitteln erhöht werden müssen, sondern auch die aus der privaten Energiewirtschaft. Im Jahre 2004 sind nur 30 % der FuE Ausgaben aus privater Finanzierung getätigt worden. Eine Erhöhung um 50 % wäre notwendig, um die dringend notwendigen Innovationen im Energiebereich voranzubringen. Im Zuge einer Verhandlung der deutschen Bundesregierung mit der Energiewirtschaft könnte durch eine Vereinbarung möglicher Verlängerungen der Laufzeiten der Kernkraftwerke eine Verpflichtung der Erhöhung der Ausgaben für FuE erwirkt werden.

---

<sup>10</sup> Deutschland hat im Vergleich zu anderen Ländern wie USA und Japan, einen weitaus kleineren Anteil an Forschungsausgaben im Energiebereich zu verzeichnen, da seit den neunziger Jahren die Ausgaben in Deutschland deutlich reduziert worden sind, siehe BMW 2003, S. 51.

### *10. Nur eine Kombination der Instrumente kann eine sichere und umweltfreundliche Energieversorgung sicherstellen*

Nicht nur ein energiepolitisches Instrument kann das Ziel einer sicheren, wirtschaftlichen und preiswerten Energieversorgung gewährleisten. Der Emissionsrechtehandel ist als komplementäres nicht als substitutives Instrument zu anderen Instrumenten einzusetzen. Der Emissionsrechtehandel kann aus zwei wesentlichen Gründen nicht als alleiniges Instrument eingesetzt werden: Erstens, um einen gut funktionierenden Emissionshandel zu etablieren, der Anreize in die erforderliche nachhaltige Technologie gibt, müssen langfristige Emissionsminderungsziele eingesetzt werden. Dies ist politisch kaum durchsetzbar, gerade vor den jüngsten Entwicklungen der Klimapolitik. Zweitens, die Förderung der erneuerbaren Energien mittels des EEG hat nicht nur Emissionsminderung zum Ziel, sondern die konkrete Förderung neuer, zukunftsweisender Technologien. Derartige Anschubfinanzierungen, die im Laufe der Zeit abgebaut werden, sind notwendig, um innovative Technologien zu fördern. Sowohl aus Klimaschutzgründen aber auch, und dies in erster Linie, aus Versorgungssicherheitsgründen, ist die gezielte Förderung erneuerbarer Energien unerlässlich. Allerdings sollten die Emissionsminderungen, die mit dem Emissionsrechtehandel erzielt werden, anderen Zielen angerechnet werden. Sicherlich ist es mittelfristig notwendig, die Förderinstrumente in Europa zu harmonisieren und auch marktwirtschaftliche Prinzipien einzuführen. So wird es mittelfristig notwendig sein, das dezidierte Förderinstrumentarium der Einspeisevergütung mit Marktinstrumenten zu verbinden.<sup>11</sup>

## **5 Fazit**

Versorgungssicherheit, die Wettbewerbsfähigkeit und die Klimaverträglichkeit sind prioritäre Ziele der Energiepolitik. Eine zukunftsfähige Energieversorgung muss CO<sub>2</sub> frei, sicher und wirtschaftlich sein. Für den Stromerzeugungsmix bedeutet dies, dass neben den „CO<sub>2</sub> freien Kraftwerken“ in hohem Maße erneuerbare Energien eine zentrale Rolle spielen werden. Da jedoch weder die CCS Technologie in Bezug auf mögliche Risiken und Wirtschaftlichkeit

---

<sup>11</sup> Spanien hat ein Einspeisevergütungsmodell, welches dem EEG sehr ähnlich ist, mit einem Bonusmodell kombiniert, um die erneuerbaren Energien einen verstärkten Wettbewerb zu stellen. Auch dies wäre für das deutsche Modell eine interessante Variante, die mittelfristig eingeführt werden kann.

genügend erforscht ist noch die erneuerbaren Energien bis zum Jahre 2020 über einen Anteil von 20 % an der deutschen Stromerzeugung hinausgehen werden, wäre es ratsam, die Strommengen sicherer Kernkraftwerke zu erhöhen, um somit die notwendige Zeit zu geben, CCS und erneuerbare Energien einsatzfähig zu machen. Erneuerbare Energien spielen nicht nur in der Stromerzeugung, sondern auch im Bereich der alternativen Kraftstoffe und in der Wärmeerzeugung eine zentrale Rolle. Versorgungssicherheit kann in erster Linie durch einen gezielten Einsatz erneuerbarer und umweltfreundlicher Technologien sichergestellt werden.

Der 10 Punkte Plan für Deutschland zeigt die dringendsten Schritte hin zu einer nachhaltigen sicheren und wettbewerbsfähigen Energieerzeugung.

## Literatur

- Bauer, C., J.C. Zink* (2005): Korrelation zwischen Strompreisen und CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreisen. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 55. 574–577.
- Blesl, M., U. Fahl, und A. Voss* (2005): Untersuchung der Wirksamkeit der Kraft-Wärme-Kopplung. Institut für Energiewirtschaft, Universität Stuttgart.
- BNE/VIK* (2005): Angemessenheit der Netznutzungsentgelte der Übertragungsnetzbetreiber. LBD-Beratungsgesellschaft mbH Berlin.
- BMWi* (2006): Energiedaten, Zahlen und Fakten. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Berlin.
- BMWi* (2004): Energiedaten. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Berlin.
- Boss, A. und A. Rosenschon* (2006): Der Kieler Subventionsbericht: Grundlagen, Ergebnisse, Schlussfolgerungen. Kieler Diskussionsbeiträge 423.
- Diekmann, J. und C. Kemfert* (2005): Erneuerbare Energien: Weitere Förderung aus Klimaschutzgründen unverzichtbar. DIW Berlin Wochenbericht Nr. 29/2005, 439–451.
- DLR, Ifeu, Wuppertal Institut (WI)* (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal.
- DPG* (2005): Klimaschutz und Energieversorgung in Deutschland 1990-2020. Bad Honnef.
- Enquête-Kommission* (2002): Bericht der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages. Bundesdrucksache 14/9400 vom 7.7.2002, 438–455.
- EU* (1996): Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt vom 19. Dezember 1996. Brüssel.
- EU* (2001): Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften L 283/33 vom 27.10.2001. Brüssel.
- EU* (2003): Richtlinie 2003/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 8. März 2003 zur Förderung und Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor. Brüssel.
- EU-KOM* (2001): Mitteilung der Europäischen Kommission. Alternative Treibstoffe im Straßenverkehrssektor und Maßnahmen zur Förderung des Gebrauchs von Biotreibstoffen. KOM (2001) 547. Brüssel.
- EU Kommission* (2003): Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasberechtigungen in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates; Commission of the European Communities: Proposal for a Directive of the European Parliament and the Council establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending council directive 96/61/EC, COM (2001) 581 final. Brüssel.
- EU Kommission* (2004): Directive 2004/101/EC of the European Parliament and of the Council, of 27 October 2004, amending Directive 2003/87/EC establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community, in respect of the Kyoto Protocol's project mechanisms. Brüssel.
- EU Kommission* (2005): Communication from the Commission to the Council and the European Parliament: Report on Progress in Creating the Internal gas and Electricity market. Brüssel.

- EU Kommission* (2006): Grünbuch: Eine Europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie. Brüssel.
- Götz, R.* (2005): Die Ostseegaspipeline. SWP Aktuell 41, 1–4.
- IPCC* (2005): IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage. Cambridge University Press.
- Kemfert, C.* (2004): The European Electricity market: the dual challenge of liberalization and climate protection. Economic Bulletin 41/9,303–312.
- Kemfert, C.* (2005): Der Strommarkt in Europa zwischen Liberalisierung und Klimaschutz- Herausforderungen für die zukünftige deutsche Energieversorgung. Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht 2, 243–258.
- Kemfert, C.* (2006): The European Electricity and climate policy – complement or substitute? Zur Veröffentlichung in Environment and Planning C: Government and Policy angenommen.
- Kemfert, C. und Diekmann, J.* (2006): Perspektiven der Energiepolitik in Deutschland. DIW Berlin Wochenbericht Nr. 03/2006. 29–42.
- UBA* (2006): Wirtschaftsfaktor Umweltschutz: Leistungsfähigkeit der deutschen Umwelt- und Klimaschutzwirtschaft im internationalen Vergleich. Texte 16/06. Umweltbundesamt Dessau.
- WGBU* (2003): Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung für globale Umweltveränderungen: Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit. Berlin, Springer.
- Ziesing, H.-J.* (2005): Stagnation der Kohlendioxidemissionen in Deutschland im Jahr 2004. DIW Berlin Wochenbericht Nr. 09/2005. 163–172.
- Ziesing, H.-J. und F. Matthes* (2006): Zur Wirtschaftlichkeit der Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen. Kurzstudie für den Verband kommunaler Unternehmen (VKU). Berlin.

Abbildung 4:  
**Rahmen der europäischen Energie- und Klimapolitik**

Weißbuch "Eine Energiepolitik für die Europäische Union" (1996)

Gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt (Richtlinie 2003/55/EG)

Gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (Richtlinie 2003/54/EG)

Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (EG-Verordnung Nr. 1228/2003)

Europäisches Programm zur Klimaänderung - ECCP (Entscheidung 280/2004/EG)

Gemeinschaftssystem für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten (Richtlinie 2003/87/EG)

Verknüpfung des Emissionshandels mit flexiblen Mechanismen (CDM, JI) (Richtlinie 2004/101/EG)

Programm „Intelligente Energie – Europa“ (Entscheidung Nr. 1230/2003/EG)

Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Richtlinie 2001/77/EG)

Förderung von Biokraftstoffen (Richtlinie 2003/30/EG)

Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (Richtlinie 2002/91/EG)

Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (Richtlinie 2004/8/EG)

Selbstverpflichtungen der Automobilherstellerverbände (1999/2000)

Richtlinie über Abfalldeponien (Richtlinie 1999/31/EG)

Gemeinschaftlicher Rahmen zur Energiebesteuerung (Richtlinie 2003/96/EG)

7. Forschungsrahmenprogramm (2007–2013) (KOM(2005)119 endg.)

Gestaltung energiebetriebener Produkte (Richtlinie 2005/32/EG)

Vorschlag zur Endenergieeffizienz und zu Energiedienstleistungen (KOM(2003) 739 end.)

Strategie für eine erfolgreiche Bekämpfung der globalen Klimaänderung (nach 2012) (KOM(2005) 35 end.)

Abbildung 5:

**Aktuelle energie- und klimapolitische Maßnahmen in Deutschland (Auswahl)**

Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) 2005

Netzzugangsverordnungen (StromNZV, GasNZV) 2005

Netzentgeltverordnungen (StromNEV, GasNEV) 2005

Nationale Klimaschutzprogramm 2005

Treibhausgasemissionshandelsgesetz (TEHG) 2004

Zuteilungsgesetz 2007 (ZuG 2007) 2004

Projekt-Mechanismen-Gesetz (ProMechG) 2005

Ökologische Steuerreform (stufenweise 1999 bis 2003)

Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2004

Biomasseverordnung 2001

Marktanzreizprogramm für die Förderung erneuerbarer Energien ab 1999

Vereinbarung zum Auslaufen der Kernenergienutzung 2000

Novellierung des Atomgesetzes 2001

Klimavereinbarung mit der deutschen Wirtschaft 2000

Kraft-Wärme-Kopplungsvereinbarung 2001

Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz 2002, 2005

Energieeinsparverordnung (EnEV) 2002

Energieverbrauchshöchstwertverordnung 2002

Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz 2002

Energiestatistikgesetz 2003

KfW-Förderung zur CO<sub>2</sub>-Verminderung

Förderung von Forschung und Entwicklung

Gründung der Deutschen Energie Agentur 2000