

Der Strommarkt in Europa: Zwischen Liberalisierung und Klimaschutz

Inhalt

Der Strommarkt in Europa: Zwischen
Liberalisierung und Klimaschutz
Seite **443**

Zukunftschancen für die deutsche Energiewirtschaft

Claudia Kemfert
ckemfert@diw.de

Der europäische Strommarkt steht vor zwei wesentlichen Herausforderungen: Wettbewerb und Klimaschutz. Die Liberalisierung des Stromsektors in Europa hat seit der Einführung der Richtlinie der Europäischen Kommission im Jahre 1997 zu einem verstärkten Wettbewerb zwischen den Stromanbietern geführt. Die 2003 verabschiedete Richtlinie des Europäischen Rates für den Handel mit Emissionsrechten zielt auf die Verringerung des Ausstoßes von Kohlendioxid. Damit haben diejenigen Stromanbieter einen Wettbewerbsvorteil, die kosteneffizient und zugleich umwelt- bzw. klimaschonend Strom produzieren. Zudem empfiehlt die Europäische Kommission in ihrem Weißbuch von 1997, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung bis zum Jahr 2010 auf 22 % zu erhöhen.

Die Stromerzeugung in Deutschland steht aufgrund des altersbedingten Ausscheidens konventioneller Kraftwerke in den nächsten zehn bis zwanzig Jahren vor der Frage, wie in Zukunft die Versorgungssicherheit kosteneffizient und zugleich klimaschonend erreicht werden kann. Für Kraftwerksbetreiber entsteht gerade in Deutschland damit die einmalige Chance, langfristige Wettbewerbsvorteile auf den internationalen Strommärkten durch rechtzeitige Investitionen in zukunftsweisende Technologien zu gewinnen.

Liberalisierung des Strommarktes in Europa

Die Liberalisierung des Strommarktes – die Gewährleistung von Wettbewerb, die Reduktion von externen, insbesondere politischen Eingriffen und Regulierungsmaßnahmen sowie die Öffnung des Marktes für neue Anbieter – ist ein weltweites Phänomen. Obwohl die Gründe für eine Öffnung der Märkte von Land zu Land sehr unterschiedlich sind, steht doch neben der Versorgungssicherheit häufig auch das Ziel im Vordergrund, im Vergleich zum monopolistischen Markt niedrigere Preise für die Stromkunden anbieten zu können.

Obwohl erst wenige Länder in der Welt eine vollständige Liberalisierung des Strommarktes durchgeführt haben, streben die meisten Länder eine völlige Öffnung des Strommarktes in naher Zukunft an. In Europa soll nach der Richtlinie der Europäischen Kommission von 1997 (Richtlinie 96/92/EG)¹ und 2003 (Richtlinie 2003/54/EG)² jedes europäische Land schrittweise den Strommarkt libe-

¹ Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend die gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt.

Tabelle 1

Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte in Europa

Land	Grad der Liberalisierung in %	Datum der vollständigen Liberalisierung	Hauptanbieter	Marktanteil in %	Verbraucher, die Anbieter gewechselt haben, in %
Österreich	100	2003	EVN, Verbund, Wiener Stadtwerke	68	5 bis 10
Belgien	35	2007	Electrabel	97	5 bis 10
Dänemark	90	2003	SK Power Company	75	Keine Angabe
Finnland	100	1997	Fortum, Ivo Group	54	30
Frankreich	30	Diskussion nicht beendet	EDF	98	5 bis 10
Deutschland	100	1999	E.On, EnBW, RWE, Vattenfall	63	10 bis 20
Griechenland	30	Nicht diskutiert	AEH (öffentliches Unternehmen)	100	Keine
Irland	97	2007	ESB	97	30
Italien	35	Nicht diskutiert	Elettrogen, Enel	79	Weniger als 5
Luxemburg	50	2007	Cegetel	90	Keine Angabe
Niederlande	33	2003	Essent, Nea	64	10 bis 20
Portugal	30	Nicht diskutiert	EDP	85	Weniger als 5
Spanien	45	2003	Endesa, Hidroelectrica del Cantabrico, Iberdrola, Union Fenosa	79	Weniger als 5
Schweden	100	1998	Sydskraft, Vattenfall	77	Keine Angabe
Vereinigtes Königreich	100	1998	British Energy, Innogy, Powergen, Scottish and Southern Energy, Scottish Power	44	80

Quelle: Europäische Kommission: Benchmark Report of the European Commission. Brüssel 2003.

DIW Berlin 2004

ralisieren. Die Direktive aus dem Jahr 1997 sah vor, dass bereits im Jahre 1999 die Strommärkte in jedem Land der EU bis zu durchschnittlich 25 % geöffnet sein sollten. Eine komplette Marktöffnung wird nun für Juli 2007 angestrebt.

Tatsächlich setzen die europäischen Länder diese Direktive sehr unterschiedlich um (Tabelle 1). In Deutschland z. B. wurde der Strommarkt im Jahre 1999 vollständig liberalisiert, nachdem zuvor Norwegen, Schweden und Großbritannien bereits ihre Märkte ganz geöffnet hatten. Auch Österreich und Dänemark haben inzwischen ihre Strommärkte nahezu vollständig liberalisiert. Spanien strebt ebenso eine baldige Öffnung des Marktes an. Dagegen haben sich Frankreich und Italien noch nicht entschieden, wann sie den Strommarkt für externe Konkurrenz öffnen wollen. Da in diesen beiden Ländern nur wenige Stromanbieter agieren, beherrscht dort nach wie vor ein Monopol bzw. ein Oligopol den Markt.

Wettbewerbsverzerrungen durch Ungleichheit der Marktöffnungen

Die Ungleichheit von Marktöffnungen und Liberalisierung auf dem Strommarkt in Europa zieht Wettbewerbsverzerrungen nach sich. Manche Stroman-

bieter müssen sich bereits jetzt dem vollständigen Wettbewerb stellen, während andere noch eine monopolistische Stellung nutzen können. Die Stromanbieter sind durch die Marktöffnung mit einer veränderten Situation und einem verstärkten Wettbewerb konfrontiert, was zu einer Anpassung des Anbieterverhaltens führt. Da in Deutschland die Liberalisierung der Strommärkte sehr rasch durchgeführt wurde, kam es hier zu einer hoch dynamischen Veränderung im Markt. Einige Stromanbieter fusionierten, um sich dem wachsenden Wettbewerb zu stellen.

Um möglichst kosteneffizient Strom anbieten zu können, müssen die Kraftwerksbetreiber die *Economies of Scale*³ nutzen. Je größer und unterschiedlicher der Mix an Kraftwerken ist, desto günstiger sind die Möglichkeiten zur stromwirtschaftlichen Optimierung. Die Unternehmenszusammenschlüsse führen allerdings gleichzeitig zu wachsenden Marktanteilen einzelner Stromanbieter, was unter

² Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG.

³ Economies of Scale bezeichnen den Effekt, den die Unternehmen aufgrund von Größenvorteilen als Kostenersparnisse erwirken können. Durch hohe Produktions- und Verkaufsmengen kann eine Kostenführerschaft übernommen werden, was es für Konkurrenten schwieriger macht, in den Markt einzusteigen. Damit können die Marktanteile führender Unternehmen zunehmen.

wettbewerbspolitischen Aspekten nicht unproblematisch ist. Ein Anstieg der Marktanteile kann nämlich erneut eine eher oligopolistische Marktstruktur (wenige Stromanbieter) bewirken, die nicht sinkende, sondern eher steigende Strompreise nach sich ziehen würde.

Ob ein Stromanbieter allerdings tatsächlich marktbeeinflussende Strategien im Elektrizitätssektor wirkungsvoll umsetzen kann, hängt insbesondere von den herrschenden Marktbedingungen ab. So spielen die Marktzugangsbedingungen auf den verschiedenen Ebenen des Strommarktes (Erzeugung, Handel und Vertrieb) mitunter eine entscheidende Rolle. Für die Stromerzeugung hat dies aufgrund sehr hoher Investitionskosten für neue Kraftwerke und der mit ihrem Bau verbundenen zeitlichen Verzögerung des Produktionsbeginns eine erheblich höhere Zugangsschranke zur Folge, als es bei der Aufnahme einer Geschäftstätigkeit auf der Ebene des Stromhandels zu erwarten ist.

Zu zusätzlichen Marktverzerrungen kann es durch den Stromhandel kommen, wenn keine einheitliche Preisgestaltung für Stromtransporte in Europa geschaffen wird. In Deutschland beispielsweise regelt bisher eine Verbändevereinbarung die Preise für den Stromhandel und -transport. Eine unabhängige Regulierungsbehörde wird künftig über die Handelsaktivitäten wachen und eine einheitliche und nichtdiskriminierende Preisgestaltung gewährleisten.

Europäischer Klimaschutz: Emissionsrechtehandel und Förderung erneuerbarer Energien

Die Klimaschutzpolitik der Europäischen Union basiert derzeit auf zwei wesentlichen Eckpfeilern: dem Emissionsrechtehandel zur Reduzierung der CO₂-Emissionen⁴ und der Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Strommarkt. Der EU-Emissionshandel bleibt sektoral zunächst auf die Energiewirtschaft und Teile der Industrie sowie auf das Treibhausgas CO₂ beschränkt.⁵ Die Anfangsverteilung an Emissionsrechten wird in einem Nationalen Allokationsplan (NAP) der einzelnen Länder festgelegt. In Deutschland hat der Bundestag am 28. Mai 2004 das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) sowie den Entwurf eines Gesetzes über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgasemissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007 (ZuG 2007) beschlossen.

Deutschland hat sich im Zuge der EU-Lastenverteilung verpflichtet, die klimarelevanten Treibhausgasemissionen um insgesamt 21 % – gemessen am

Niveau von 1990 – bis zum Zeitraum 2008 bis 2012 zu verringern. Mit dem NAP wurde das CO₂-Budget für Deutschland auf jährlich 859 Mill. Tonnen für den Zeitraum 2005 bis 2007 und 844 Mill. Tonnen für den Zeitraum 2008 bis 2012 festgelegt.⁶ In der ersten Handelsperiode entfallen 503 Mill. Tonnen pro Jahr auf den Sektor Energie und Industrie, in der zweiten Handelsperiode 495 Mill. Tonnen pro Jahr. Dies entsprach in diesen beiden Sektoren zuletzt insgesamt im Vergleich zu den durchschnittlichen Emissionen in den Jahren 2000 bis 2002 einer Emissionsreduktion von lediglich 10 Mill. Tonnen oder rund 2 %.

Nationaler Allokationsplan in Deutschland sichert Emissionsrechte

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). Dennoch befürchtet die deutsche Energieindustrie erhebliche Wettbewerbsnachteile. Angesichts der im NAP festgelegten Einzelregelungen ist diese Befürchtung dagegen kaum begründbar. Die Emissionsrechte werden kostenlos an bestehende Anlagen sowie Neuanlagen vergeben. Bei Altanlagen wird die Zuteilung grundsätzlich auf der Basis der Emissionen in den Jahren 2000 bis 2002 vorgenommen, bei Neuanlagen auf der Basis eines vorgegebenen technischen Standards.

Neu errichtete stromerzeugende Anlagen erhalten Emissionsrechte von maximal 750 g CO₂/kWh,⁷ dies entspricht den Emissionen moderner Steinkohlekraftwerke. Diese Anlagen können nach Inbetriebnahme noch 14 Jahre ohne Reduktionsverpflichtung betrieben werden. Zusätzlich wird eine Reserve in Höhe von 3 Mill. Tonnen pro Jahr für Neueinsteiger bereitgehalten. Kraftwerksbetreiber, die eine alte Anlage ersetzen, können die Zertifikate ihrer alten Anlage insgesamt vier Jahre lang auf die neu errichtete Anlage übertragen, auch wenn die neue Anlage effizienter ist und nicht mehr so viele Emissionsrechte benötigt. Diese Anlage

⁴ Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System für den Handel mit Treibhausgasberechtigungen in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates, 13. Oktober 2003.

⁵ Die internationalen Verpflichtungen zur Verminderung von Emissionen beziehen sich hingegen auf sechs Klimagase.

⁶ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Nationaler Allokationsplan für die Bundesrepublik Deutschland, 2005–2007. Berlin, 31. März 2004, www.bmu.de/files/hintergrundpap_nap.pdf

⁷ Für Neuanlagen werden wie bei Altanlagen so genannte Benchmarks festgelegt, die sich an der besten verfügbaren Technik orientieren. Vergleichbare Produkte sollen damit eine einheitliche Zuteilung erhalten, gemessen in Emissionsfaktor pro Produkteinheit (KWh oder Tonne).

kann dann weitere 14 Jahre ohne weitere Reduktionsverpflichtung betrieben werden. Die so genannte Malusregelung beinhaltet, dass Anlagen, die älter als 30 Jahre sind und deren Wirkungsgrad 31 % bei Braunkohle- bzw. 36 % bei Steinkohlekraftwerken nicht übersteigt, eine zusätzliche Reduktionsanforderung von 15 % erhalten.

Die bisherigen Anstrengungen der Kraftwerksbetreiber zur Emissionsminderung durch Wirkungsgradverbesserungen von alten Anlagen oder durch Effizienzverbesserungen neuer Anlagen sind durch so genannte *Early Actions* teilweise angerechnet worden. Anlagen, die von 1994 bis 2002 erstmals in Betrieb gingen, sind über einen Zeitraum von zwölf Jahren von einer Reduktionsverpflichtung befreit. Kraftwerksanlagen, die in diesem Zeitraum modernisiert und deren Emissionen um mindestens 7 % bei Modernisierungsabschluss im Jahre 1994 und bis zu maximal 15 % bei Modernisierungsabschluss im Jahre 2002 vermindert wurden,⁸ sind ebenfalls für zwölf Jahre von einer Reduktionsverpflichtung befreit. Für Kernkraftanlagen, die bis 2007 vom Netz gehen, erhalten die Betreiber eine Emissionsgutschrift in Höhe von 1,5 Mill. Tonnen CO₂ pro Jahr. Zusätzlich wurde ein doppelter Benchmark mit Emissionsgrenzen für Strom und Wärme eingeführt, um Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung nicht zu diskriminieren.

Ein Viertel aller Treibhausgasemissionen in Europa kommt aus Deutschland

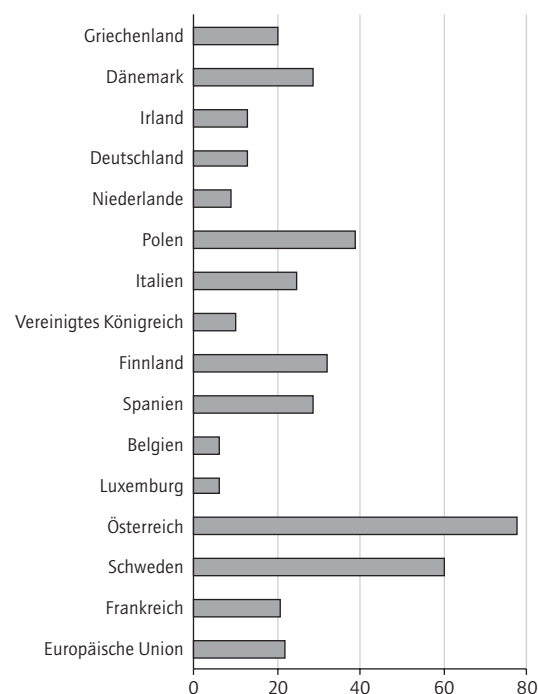
Deutschland ist für knapp ein Viertel der Treibhausgasemissionen in Europa verantwortlich und damit der größte Treibhausgasverursacher in der EU. Die großzügige Verteilung der Emissionsrechte in Deutschland hat den Zertifikatspreis einer Tonne CO₂ auf dem europäischen Terminmarkt bereits um 2 Euro auf 8 Euro pro Tonne CO₂ vermindert.⁹ Allerdings ist fraglich, ob die Zuteilung der Emissionsrechte und die ausgehandelten Sonderregelungen die notwendigen Signale für einen Wechsel zu einer umweltfreundlichen Stromerzeugung geben können.¹⁰ Für eine langfristig nachhaltige Minderung der Treibhausgasemissionen – bis Mitte des Jahrhunderts sollen sie um 80 % gegenüber 1990 reduziert werden – sind beim Emissionsrechtshandel in Zukunft auf jeden Fall deutlich schärfere Minderungsziele notwendig.

Förderung erneuerbarer Energien

Zur Förderung der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung hat die Europäische Union in ihrem Weißbuch „Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energien“¹¹ eine Verdopplung des Anteils der

Abbildung 1

Zielvereinbarungen zu den Anteilen an erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in den EU-Ländern bis 2020 In %



Quelle: Europäische Kommission 2001.

DIW Berlin 2004

erneuerbaren Energien am gesamten Energieverbrauch bis zum Jahr 2010 auf 12 % festgelegt. Im Übrigen wird der Strom in Zukunft kennzeichnungspflichtig sein, so dass jeder Abnehmer erkennen kann, auf Basis welcher Energiequelle der Strom produziert worden ist.¹² In einer Richtlinie aus dem Jahr 2001 wird die konkrete Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien untermauert.¹³ Die einzelnen Länder haben ihrerseits konkrete Ziele für den Anteil erneuerbarer

⁸ Hier gilt jeweils 8 % bei Modernisierungsabschluss im Jahre 1995, 9 % bei Modernisierungsabschluss im Jahre 1996 usw. bis zum Jahre 2002. Wenn über diesen Minimalwert Emissionsreduktionen durchgeführt werden, werden diese ebenso von der Reduktionsverpflichtung befreit.

⁹ DowJones VWD News, Trade News Emissions, No. 1. Frankfurt a. M., 16. Juli 2004.

¹⁰ Auch die EU-Kommission kritisierte die Sonderregelungen, vor allem die Übertragungsregel von alten zu neuen Kraftwerken sowie die „Ex-ante“-Emissionsrechteverteilung.

¹¹ Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger. Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan. Brüssel 1997.

¹² Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG.

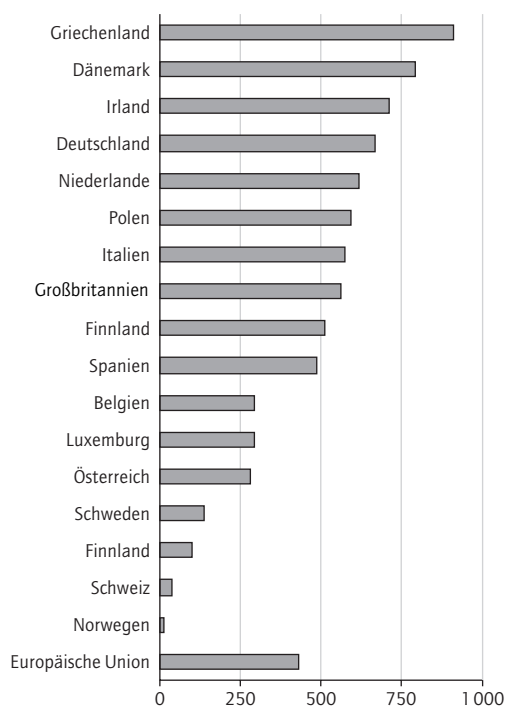
¹³ Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Geänderter Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. Brüssel 2000; EU-Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften L 283/33 vom 27. Oktober 2001.

Energien zur Deckung des Strombedarfs bis 2010 festgelegt.

Die Erreichung dieser Ziele wird in den einzelnen europäischen Ländern sehr unterschiedlich verfolgt. Einige Länder, z. B. Belgien, Spanien, Frankreich und auch Portugal, verlangen ähnlich wie Deutschland konkrete Einspeisevergütungen, die zur Kompensation der höheren Kosten für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien dienen. Andere Länder, so Finnland, Niederlande und Schweden, haben Steuervergünstigungen angeboten, um den Anreiz zum Ausbau solcher Anlagen zu erhöhen. Österreich, Italien und auch Großbritannien haben ein Quotenmodell eingeführt, das die Anteile von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung vorschreibt.¹⁴ Die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Quellen erhalten Zertifikate oder auch Lizenzen. Diese können ähnlich wie beim Emissionsrechtehandel zwischen Stromanbietern gehandelt werden. In Deutschland wurde im Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) vom Juli 2004 als Ziel verankert, den Anteil erneuerbarer Energien bis 2010 auf 12,5 % gegenüber heute zu verdoppeln und bis 2020 auf mindestens 20 % zu erhöhen.¹⁵ Langfristig soll der Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch bis 2050 auf 50 % gesteigert werden (Abbildung 1).

Abbildung 2

CO₂-Äquivalent pro erzeugter Kilowattstunde Strom in den EU-Ländern In Gramm



Quelle: Europäische Kommission 2001.

DIW Berlin 2004

Tabelle 2

Bruttostromerzeugung in Deutschland nach eingesetzten Energieträgern

In Terawattstunden (TWh)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Steinkohle	152,7	143,1	153,4	143,1	143,1	138,4	135,0
Braunkohle	144,3	141,7	139,4	136,0	148,3	154,8	159,0
Mineralöl	8,1	7,4	6,7	6,3	5,2	6,1	6,0
Erdgas	45,6	48,1	50,8	51,8	49,2	55,5	54,0
Übrige Brennstoffe	15,6	16,7	18,4	18,9	20,8	19,7	19,4
Kernenergie	161,6	170,3	161,6	170,0	169,6	171,2	164,8
Windkraft	2,0	3,0	4,5	5,5	9,5	10,5	16,8
Wasserkraft	22,7	22,0	22,5	27,4	27,7	25,6	26,0
Insgesamt	552,6	552,3	557,3	559,0	573,4	581,8	581,0

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen.

DIW Berlin 2004

Nachhaltige Stromerzeugung in Deutschland

In den kommenden zehn bis zwanzig Jahren werden in Deutschland in erheblichem Umfang konventionelle Kraftwerksanlagen altersbedingt stillgelegt.¹⁶ Der beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie erfordert zusätzlich umfangreiche Kraftwerksmodernisierungen und -neubauten. Die in naher Zukunft anstehenden Entscheidungen für Investitionen in neue Kraftwerkstechnologien hängen jedoch ganz wesentlich von den Entwicklungen auf dem liberalisierten Strommarkt in Europa und der Klimapolitik ab: Wenn der Emissionsrechtehandel zu einem sehr hohen Preis für Emissionszertifikate führt, werden Kraftwerke mit hohen Emissionen schnell unwirtschaftlich.

Die CO₂-Emissionen einzelner Kraftwerke sind vornehmlich abhängig vom eingesetzten Brennstoff und von den erreichbaren Wirkungsgraden der Anlagen bei der Energieumwandlung. Die Stromerzeugung in Deutschland hat sich seit Anfang der 90er Jahre leicht erhöht. Dennoch sank der CO₂-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 % zurückgegangen.¹⁷ Dies ist in erster Linie auf

¹⁴ Die Idee des Quotenmodells beinhaltet, dass ein bestimmter Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erfolgen muss. Wenn ein Unternehmen diesen Anteil beispielsweise nicht erfüllen kann, kann es Anteile hinzukaufen.

¹⁵ Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) der Bundesrepublik Deutschland vom 29. März 2000.

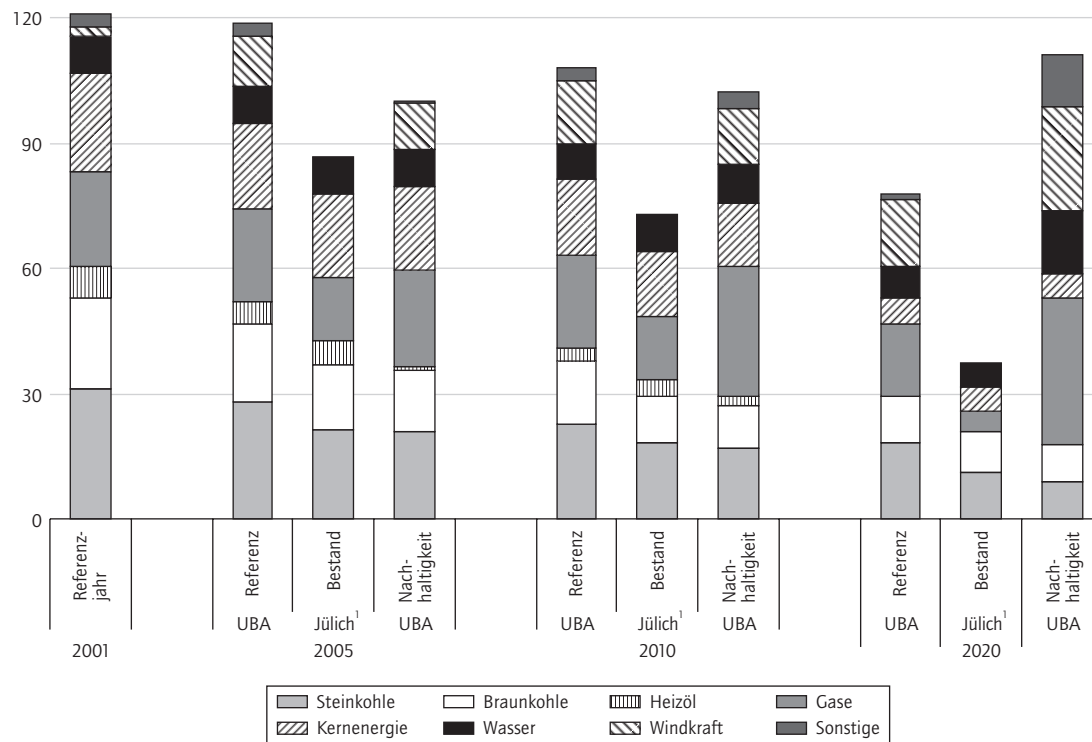
¹⁶ Vgl. auch: Energiepolitik und Energiewirtschaft vor großen Herausforderungen. Bearb.: Hans-Joachim Ziesing und Felix Christian Matthes. In: Wochenbericht des DIW Berlin, Nr. 48/2003.

¹⁷ Allerdings sind die CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung seit 1999 wieder spürbar gestiegen; im Jahre 2002 lagen sie um 6,2 % höher als 1999 bei einer gleichzeitigen Zunahme der Stromerzeugung um 4,5 %. Somit haben sich die spezifischen CO₂-Emissionen in diesem Bereich zuletzt sogar wieder etwas erhöht.

Abbildung 3

Prognostizierte Kraftwerksleistung verschiedener Szenarien nach Anteilen der Energieträger

Bruttotoleistung in Gigawatt installierter Stromerzeugung



1 Forschungszentrum Jülich.

Quelle: Umweltbundesamt 2003.

DIW Berlin 2004

den Ersatz von herkömmlichen Steinkohle- durch Gas- und Kernkraftwerke sowie durch Windkraftanlagen zurückzuführen. Zudem wurde der Kraftwerkspark im ostdeutschen Raum erneuert.

In Deutschland beruht die Stromerzeugung gegenwärtig überwiegend auf Kernenergie und Stein- und Braunkohle (Tabelle 2). Die Verbrennung von Braunkohle verursacht die vergleichsweise höchsten CO₂-Emissionen. Aufgrund des nach wie vor hohen Stein- und Braunkohlenanteils an der Stromerzeugung ist Deutschland eines der CO₂-emissionsstärksten Länder in Europa (Abbildung 2).

Moderne Gas- und Dampfkraftwerke, die derzeit nur 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 die bei der Stromerzeugung anfallende Abwärme für Heizzwecke zur Verfügung stellen. Die Stromerzeugung aus Kernenergie verursacht hingegen unmittelbar keine klimafährlichen Treibhausgase, birgt jedoch viele andere

Umweltrisiken bei Betrieb und Endlagerung.

Wettbewerbsvorteile sichern – heute in zukunftsweisende Technologien investieren

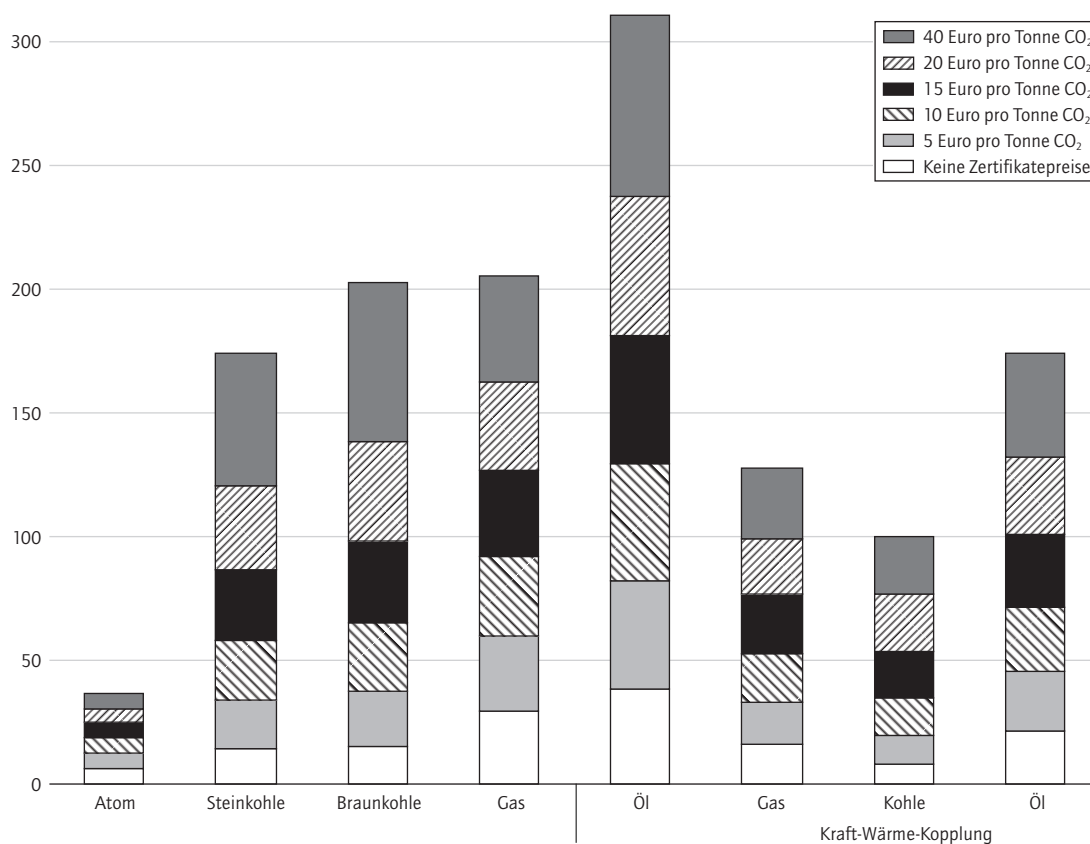
Die Entwicklung der künftigen Energieerzeugung hängt entscheidend von den Erwartungen und Trends der demographischen, sozialen, technisch-ökonomischen und politischen Rahmenbedingungen ab. Die Enquetekommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung“ 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 Jahre 1998 auf bis zu 120 GW im Jahre 2020 und etwa 128 GW im Jahre 2050 erhöhen.¹⁸ Bis 2020 wird ein Ersatzbedarf von

¹⁸ Bericht der Enquetekommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages. Bundestags-Drucksache 14/9400 vom 7. Juli 2002, S. 438–455.

Abbildung 4

Variable Kosten der Stromerzeugung bei verschiedenen Emissionszertifikatspreisen¹

In Euro pro Megawattstunde

¹ Zertifikatspreise: 5, 10, 15, 20 und 40 Euro pro Tonne CO₂.

Quellen: Simulationsmodell EMELIE; Berechnungen des DIW Berlin.

DIW Berlin 2004

etwa 40 GW an Kraftwerksleistung notwendig sein.¹⁹ Abbildung 3 zeigt die prognostizierte Kraftwerksleistung verschiedener Szenarien.²⁰ Das Bestandsszenario des Forschungszentrums Jülich geht sogar von einem weiteren erheblichen Rückgang der Kraftwerkskapazitäten aus. Danach wäre ein Bedarf an Kraftwerksanlagen von bis zu 80 GW im Jahre 2020 notwendig.

Das vom Umweltbundesamt (UBA) beschriebene Nachhaltigkeitsszenario impliziert eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 40 % bis zum Jahr 2020 im Vergleich zu 1990. Das Referenzszenario des UBA indessen geht von einer Fortschreibung bisheriger Anlagen, insbesondere der Stein- und Braunkohleanlagen, aus. Eine deutliche Reduktion der Treibhausgase hingegen kann durch eine starke Änderung der Energieträgerstruktur erreicht werden: Der Kohleeinsatz wird um 30 % reduziert, der Erdgasanteil von 10 % auf 54 % erhöht, und der Anteil erneuerbarer Energien steigt von 5 % auf 21 %. Das UBA-Nachhaltigkeitsszenario geht von erheblichen Energieeinsparpotentialen aus

und nimmt einen Grundanteil der Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken an. Allen Szenarien liegt zugrunde, dass der Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung bis zum Jahr 2020 stark abnimmt.

Auch die Enquetekommission „Nachhaltige Energieversorgung“ hebt stark die Energieeffizienzverbesserungen hervor und ermittelt Varianten der Zusammensetzung des Kraftwerksparks. Danach sind sowohl ein starker Ausbau der erneuerbaren Energien als auch die Reetablierung der Kernenergienutzung möglich.²¹ Zudem wird die Möglichkeit der CO₂-Abscheidung und -Deponierung

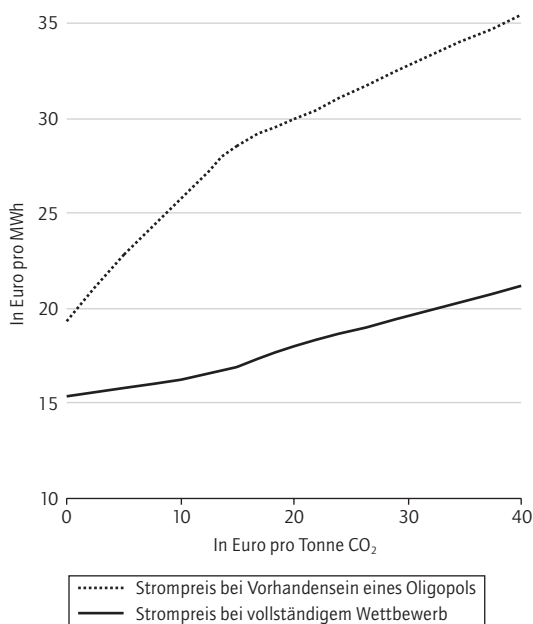
¹⁹ Umweltbundesamt: Anforderungen an die zukünftige Energieversorgung – Analyse des Bedarfs zukünftiger Kraftwerkskapazitäten und Strategie für eine nachhaltige Stromnutzung in Deutschland. Berlin 2003, S. 11–13; Der Rat von Sachverständigen für Umweltfragen: Umweltgutachten 2004. Umweltpolitische Handlungsfähigkeit sichern. Berlin 2004, S. 9–13.

²⁰ Die hier dargestellten Szenarien beziehen sich auf die vom UBA dargestellten Szenarien zur Erreichung der CO₂-Emissionsminderung bis zum Jahr 2020.

²¹ Bericht der Enquetekommission „Nachhaltige Energieversorgung“, a. a. O., S. 345–394.

Abbildung 5

Entwicklung des Strompreises in Deutschland in Abhängigkeit vom Emissionszertifikatspreis¹



¹ Strompreis: Euro pro Megawattstunde; Zertifikatspreis: Euro pro Tonne CO₂.

Quellen: Simulationsmodell EMELIE; Berechnungen des DIW Berlin.

DIW Berlin 2004

einbezogen, wodurch die Nutzung von Kohlekraftwerken weiterhin ermöglicht werden soll. Aus wirtschaftlicher Sicht erscheint der Ausbau von Gas-

und Dampfkraftwerken derzeit zwar kostengünstig, die Wirtschaftlichkeit wird jedoch stark von der künftigen Entwicklung des Gaspreises abhängen. So ist anzunehmen, dass der Gaspreis ähnlich wie der Ölpreis langfristig auf hohem Niveau verharnt oder sogar weiter steigen wird. Ein hoher Gaspreis würde die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken verteuern. Das „CO₂-freie Kraftwerk“ mittels Kohlenstoffsequestrierung, d. h. die Abscheidung des Kohlendioxids bei der Entstehung, ist ebenfalls kostenintensiv. Die Abscheidungskosten für ein Standardkraftwerk werden auf 100 bis 250 Euro pro Tonne Kohlenstoff veranschlagt.²² Dies würde den Einsatz der Kohlekraftwerke wiederum verteuern. Zudem sind sowohl die Technologie der CO₂-Abscheidung als auch die Endlagerung bisher wenig erforscht. Diese Ungewissheiten machen die sichere Bereitstellung bereits im Jahre 2020 eher fraglich. Insgesamt müssen die Ausgaben für Forschung und Entwicklung im Energiebereich – gerade für erneuerbare Energien, aber auch für die Erforschung weiterer umweltfreundlicher Technologien – drastisch erhöht werden.²³

Emissionshandel für große Energieerzeuger kein Nachteil

Entscheidend wird sein, welche Emissionsminderungsziele in Deutschland und Europa festgelegt und verbindliches Recht werden. Je höher die Reduktionsziele sind, desto höher wird auch der Preis für Emissionszertifikate sein. Je höher wiederum der Preis von Emissionszertifikaten ist, umso mehr steigen die variablen Kosten der emissionsintensiven Stromerzeugungstechnologien. Vor allem die Steinkohle- und Braunkohletechnologie wird damit vergleichsweise teuer und unwirtschaftlich (Abbildung 4). Weitere Untersuchungen zeigen jedoch, dass bei einem sehr hohen Zertifikatspreis (über 150 Euro pro Tonne CO₂) die CO₂-Abscheidungstechnologie wieder rentabel werden kann.²⁴

Insgesamt bewirkt der Emissionsrechtehandel einen Anstieg des Strompreises. Simulationen von zwei Szenarien mit einem spieltheoretischen Mo-

²² Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung für globale Umweltveränderungen: Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit. Berlin 2003, S. 94–98. Optimistischere Schätzungen gehen von einem Abscheidungspreis in Höhe von 30 US-Dollar bis zu 134 US-Dollar pro Tonne Kohlenstoff aus; vgl. R. Williams et al.: Advanced Energy Supply Technologies. In: United Nations Development Programme: World Energy Assessment: Energy and the Challenge of Sustainability. Washington, D.C. 2000, S. 290.

²³ Deutschland hat im Vergleich zu anderen Ländern, z. B. den USA und Japan, einen weitaus kleineren Anteil an Forschungsausgaben im Energiebereich zu verzeichnen, da seit den 90er Jahren die Ausgaben in Deutschland deutlich reduziert wurden; vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Energie-Daten 2003. Berlin 2003, S. 51.

²⁴ Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung für globale Umweltveränderungen: Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit. Berlin 2003, S. 95.

Tabelle 3

Veränderung der Unternehmensgewinne bei verschiedenen Emissionszertifikatspreisen

In % zum Referenzszenario

Europäische Energieversorger	5 Euro pro Tonne CO ₂	10 Euro pro Tonne CO ₂	20 Euro pro Tonne CO ₂	40 Euro pro Tonne CO ₂
ElectBEL	0,13	0,24	0,54	0,94
Elsam	-0,18	-0,33	-0,34	-0,37
E2Energi	-0,17	-0,41	-0,47	-0,57
Fortum	0,11	0,19	0,47	0,73
PVO	0,15	0,19	0,46	0,74
EDF	0,18	0,35	0,64	0,93
EON GER	0,14	0,27	0,48	0,57
EnBW	-0,07	-0,07	0,01	0,02
RWE	0,04	0,13	0,32	0,45
Vatten GER	0,04	0,10	0,23	0,26
ElectHOL	-0,21	-0,33	-0,09	-0,41
NUON	0,05	0,06	0,36	0,31
EONHOL	-0,33	-0,57	-0,53	-0,68
Essent	0,04	0,02	0,30	0,38
Statkraft	0,13	0,20	0,39	0,41
FrinSWE	0,19	0,36	0,62	0,68
VattenSWE	0,19	0,36	0,62	0,69
Sydskraft	0,20	0,39	0,66	0,75
Birka	0,18	0,33	0,56	0,62

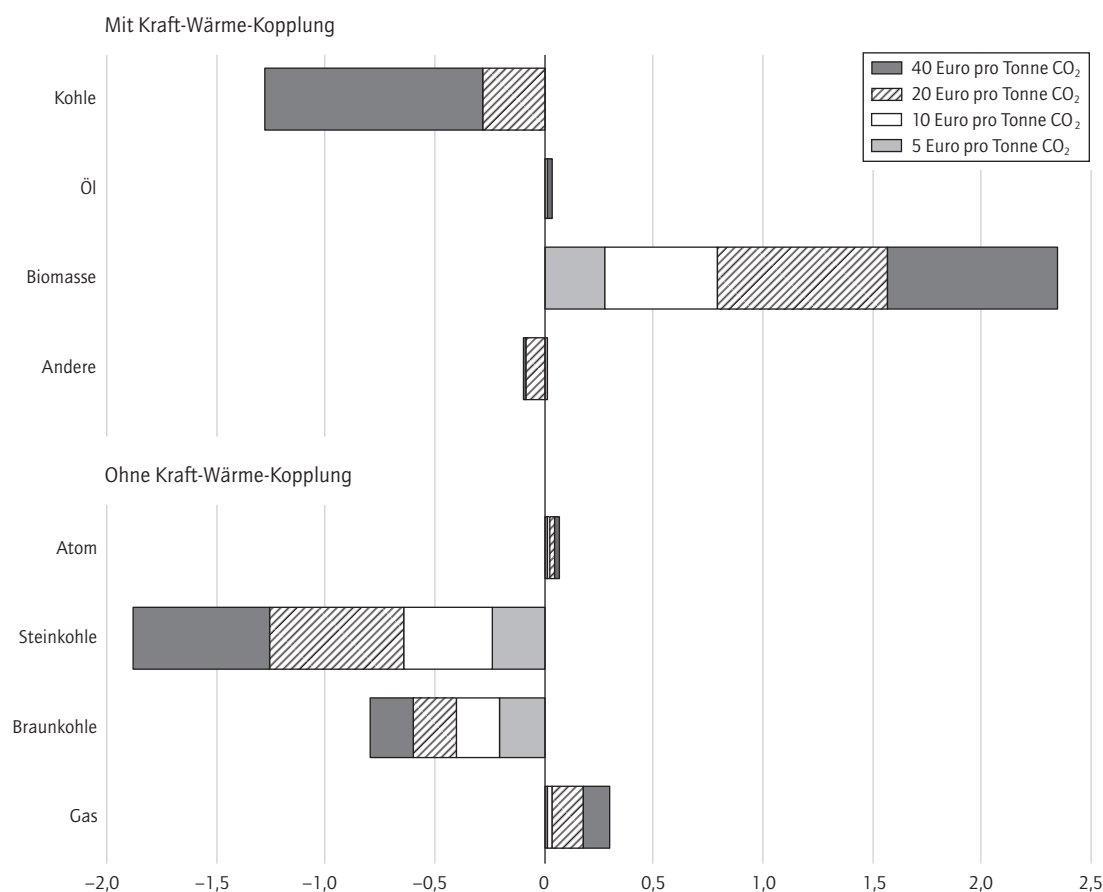
Quellen: Simulationsmodell EMELIE; Berechnungen des DIW Berlin.

DIW Berlin 2004

Abbildung 6

Veränderung der Stromerzeugungstechnologien bei verschiedenen Emissionszertifikatspreisen

In % zum Referenzszenario



Quellen: Simulationsmodell EMELIE; Berechnungen des DIW Berlin.

DIW Berlin 2004

dell für den europäischen Strommarkt (EMELIE)²⁵ zeigen, dass sich der Strompreis bei einem Emissionszertifikatshandel in Deutschland unter der Annahme eines vollständigen Wettbewerbs weniger erhöht als unter der Voraussetzung von oligopolistischem Marktverhalten (Abbildung 5).

Berechnungen mit dem Simulationsmodell EMELIE

Die Simulation des Emissionshandels in Europa verdeutlicht, dass nur wenige Energieunternehmen drastische Gewinneinbußen hinnehmen müssen (Tabelle 3). Vor allem kleine Unternehmen können die erhöhte Kostenstruktur nicht durch eine Veränderung des Energieträgermixes ausgleichen. Denn der Emissionsrechtehandel führt dazu, dass emissionsintensive Technologien wie die Kohlekraftwerke durch Gaskraftwerke und Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ersetzt werden (Abbildung 6).²⁶ Unternehmen mit einem großen Port-

folio an einsetzbaren Technologien können hier mit einer erhöhten Flexibilität reagieren und haben weniger starke Gewinneinbußen zu verzeichnen. Zudem bewirkt ein höherer Strompreis einen Anstieg der Unternehmensgewinne.

In der Folge könnte damit der Einsatz von erneuerbaren Energien im Vergleich zu konventioneller Energietechnologie mittel- bis langfristig kostengünstiger werden. Es ist jedoch anzunehmen, dass sich die Gestehungskosten der konventionellen Stromerzeugungstechnologien denen auf Basis erneuerbarer Energien längerfristig wieder angleichen werden. Je höher die Öl- und Gaspreissteigerungen und die Kosten der Emissionsreduzierung (durch Emissionszertifikatspreise oder Kosten der

²⁵ Vgl. C. Kemfert, W. Lise und R. S. J. Tol: Strategic Action in the Liberalised German Electricity Market. Nota di Lavoro, No. 3. Mailand 2003.

²⁶ Die Modellsimulationen beziehen keine dynamischen Investitionsentscheidungen mit ein. Angenommen wird ein Status quo, bei dem mit der Technologiestruktur aus dem Jahr 2000 auf die veränderte Kostenbelastung reagiert wird.

CO₂-Abscheidung) ausfallen, desto schneller erreichen erneuerbare Energien die Wettbewerbsfähigkeit. Die fortschreitende Liberalisierung des Strommarktes in Europa wird zugleich einen erheblichen Druck auf die Kosten der Stromerzeugung ausüben. Im Ergebnis wird eine Beibehaltung oder sogar Forcierung der Klimaschutz- und der Energiepolitik in Europa dazu führen, dass sich umweltfreundliche Technologien Wettbewerbsvorteile sichern können.

Fazit

Neue Stromerzeugungsanlagen werden zunehmend sowohl kosteneffizienter als auch umwelt- und klimafreundlicher sein. Die größten Wettbewerbsvorteile sind dabei im Bereich der umweltfreundlichen Technologien zu erwarten. Diese Vorteile lassen sich allerdings nur bei einer baldigen Umstellung der Stromerzeugung realisieren. Eine Verschiebung auf die mittlere oder längerfristige Perspektive würde zu weitaus höheren volkswirtschaftlichen Kosten führen. Aufgrund der notwendigen Kraftwerkserneuerungen hat die deutsche Energieerzeugung gegenwärtig die einmalige Chance, nicht nur den Anforderungen einer künftigen Klimaschutzpolitik gerecht zu werden, sondern sich auch eine weltweite Marktführerschaft zu sichern.

Aus den Veröffentlichungen des DIW Berlin

Diskussionspapiere

Erscheinen seit 1989

Nr. 426

Foreign Direct Investment, Competition and Industrial Development in the Host Country

Von Salvador Barrios, Holger Görg und Eric Strobl

Juni 2004

Nr. 427

Fiscal Policy Rules for Stabilisation and Growth: A Simulation Analysis of Deficit and Expenditure Targets in a Monetary Union

Von Tilman Brück und Rudolf Zwiener

Juni 2004

Nr. 428

The Transition into Work – Specialities for the Hidden Labour Force in Comparison to Other Economically Inactive Persons

Von Elke Holst und C. Katharina Spieß

Juni 2004

Nr. 429

Measuring State Dependence in Individual Poverty Status: Are There Feedback Effects to Employment Decisions and Household Composition?

Von Martin Biewen

Juni 2004

Nr. 430

R&D and Price Elasticity of Demand

Von Dorothea Lucke, Philipp Schröder und Dieter Schumacher

Juli 2004

Nr. 431

Does Macroeconomic Policy Affect Private Savings in Europe? Evidence from a Dynamic Panel Data Model

Von Mechthild Schrooten und Sabine Stephan

Juli 2004

Nr. 432

Cartel Stability and Economic Integration

Von Philipp J. H. Schröder

Juli 2004

Nr. 433

Declining Output Volatility in Germany: Impulses, Propagation, and the Role of Monetary Policy

Von Ulrich Fritzsche und Vladimir Kuzin

Juli 2004

Die Volltextversionen der Diskussionspapiere liegen von 1998 an komplett als pdf-Dateien vor und können von der entsprechenden Website des DIW Berlin heruntergeladen werden (www.diw.de/deutsch/produkte/publikationen/diskussionspapiere).



DIW @ school Nr. 2/2004 erschienen

Das DIW Berlin wendet sich mit der kostenlosen Publikation DIW @ school, die zweimal im Jahr erscheint, insbesondere an Schüler und Lehrer des Fachs Wirtschaftskunde an allgemein bildenden und berufsbegleitenden Schulen. Aktuelle Forschungsarbeiten des DIW Berlin werden so aufbereitet, dass sie im Unterricht eingesetzt werden können. Dahinter steht die Überzeugung, dass es wichtig ist, das Verständnis Jugendlicher für volkswirtschaftliche Zusammenhänge und Grundfragen zu verbessern.

Schwerpunktthema der aktuellen Ausgabe ist der *Handel mit Emissionsrechten*. DIW @ school bringt hierzu einen leicht verständlichen Artikel von Claudia Kemfert, Leiterin der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin und Professorin an der Humboldt-Universität zu Berlin. Zur Vertiefung des Themas folgen ein taz-Interview mit Claudia Kemfert und DIW-Senior-Executive Hans-Joachim Ziesing sowie ein Auszug aus einem Text von John H. Dales, dem „Erfinder“ der Emissionszertifikate.

In der Rubrik **Wie funktioniert eigentlich ...?** geht es in dieser Ausgabe um *Korruption*. In der Rubrik **Forschung in Kürze** erläutert Viktor Steiner, Leiter der Abteilung Staat des DIW Berlin, warum es gut ist, dass sich die Bundesregierung im letzten Moment noch gegen die *Ausbildungsplatzabgabe* entschieden hat.

Wie schon in Nr. 1/2004 gibt es auch diesmal wieder einen **Outside view on the German economy**. Diesmal macht sich Molly Jacobs, Gastwissenschaftlerin am DIW Berlin, Gedanken über *German and American women: Are they really that different?* Sie stößt dabei auf deutliche Unterschiede in der Alltagskultur, aber auch auf Gemeinsamkeiten bei der Diskriminierung am Arbeitsmarkt. DIW @ school bringt ihren Text im englischen Original mit einer deutschen Übersetzung.

Den Abschluss bildet ein Stück **Forschung im Original**: Ein Auszug aus einem Wochenbericht des DIW Berlin zur EU-Osterweiterung wird (fast) unverändert abgedruckt – versehen mit zahlreichen Erläuterungen, die den Schülern die Lektüre und das Verständnis erleichtern.

DIW @ school gibt es hier: www.diw.de/atschool

Impressum

Herausgeber

Prof. Dr. Klaus F. Zimmermann (Präsident)
Prof. Dr. Georg Meran (Vizepräsident)
Dr. Tilman Brück
Dörte Höppner
PD Dr. Gustav A. Horn
Dr. Kurt Hornschild
Prof. Dr. Claudia Kemfert
Dr. Bernhard Seidel
Prof. Dr. Viktor Steiner
Prof. Dr. Gert G. Wagner
Axel Werwatz, Ph. D.
Prof. Dr. Christian Wey
Dr. Hans-Joachim Ziesing

Redaktion

Dr. habil. Björn Frank
Dr. Elke Holst
Jochen Schmidt
Dr. Mechthild Schrooten

Pressestelle

Renate Bogdanovic
Tel. +49-30-897 89-249
presse@diw.de

Verlag

Verlag Duncker & Humblot GmbH
Carl-Heinrich-Becker-Weg 9
12165 Berlin
Tel. +49-30-790 00 60

Bezugspreis

(unverbindliche Preisempfehlungen)
Jahrgang Euro 120,-
Einzelheft Euro 11,-
Zuzüglich Versandkosten
Abbestellungen von Abonnements
spätestens 6 Wochen vor Jahresende

ISSN 0012-1304

Bestellung unter www.diw.de

Konzept und Gestaltung

kognito, Berlin

Druck

Druckerei Conrad GmbH
Oranienburger Str. 172
13437 Berlin