



INTERNATIONALE ENERGIE-AGENTUR

Energiepolitik der IEA-Länder



DEUTSCHLAND

Prüfung 2007



INTERNATIONALE ENERGIE-AGENTUR

**Energiepolitik
der IEA-Länder**

DEUTSCHLAND

Prüfung 2007

INTERNATIONALE ENERGIE-AGENTUR

Die Internationale Energie-Agentur (IEA) ist eine autonome Institution, die im November 1974 im Rahmen der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD) zur Einrichtung eines internationalen Energieprogramms gegründet wurde.

Sie führt ein umfassendes Programm der Energiekooperation zwischen 26 der insgesamt 30 OECD-Mitgliedstaaten durch. Die grundlegenden Ziele der IEA sind:

- Aufrechterhaltung und Verbesserung der Systeme für die Bewältigung von Ölversorgungsstörungen;
- Förderung rationeller Maßnahmen im Energiebereich auf weltweiter Ebene durch kooperative Beziehungen zu Nichtmitgliedstaaten, zur privaten Wirtschaft und zu internationalen Organisationen;
- Unterhaltung eines ständigen Informationssystems über den internationalen Ölmarkt;
- Verbesserung der Struktur von Weltenergieangebot und -nachfrage durch Entwicklung alternativer Energieträger und eine rationellere Energieverwendung;
- Förderung der Verzahnung von Umwelt- und Energiepolitik.

Die IEA-Mitgliedstaaten sind: Australien, Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Italien, Japan, Kanada, Korea, Luxemburg, Niederlande, Neuseeland, Norwegen, Österreich, Portugal, Schweden, Schweiz, Spanien, Tschechische Republik, Türkei, Ungarn, Vereinigtes Königreich, Vereinigte Staaten. Die Slowakische Republik und Polen werden in den Jahren 2007/2008 wahrscheinlich Mitglieder werden. Die Kommission der Europäischen Gemeinschaften beteiligt sich ebenfalls an den Arbeiten der IEA.

ORGANISATION FÜR WIRTSCHAFTLICHE ZUSAMMENARBEIT UND ENTWICKLUNG

Die OECD ist ein in seiner Art einzigartiges Forum, in dem die Regierungen von 30 demokratischen Staaten gemeinsam daran arbeiten, den globalisierungsbedingten Herausforderungen im Wirtschafts-, Sozial- und Umweltbereich zu begegnen. Die OECD steht auch in vorderster Linie bei den Bemühungen um ein besseres Verständnis der neuen Entwicklungen und der dadurch ausgelösten Befürchtungen. Sie hilft den Regierungen dabei, diesen neuen Gegebenheiten Rechnung zu tragen, indem sie Untersuchungen zu Themen wie Corporate Governance, Informationswirtschaft oder Probleme der Bevölkerungsalterung durchführt. Die Organisation bietet den Regierungen einen Rahmen, der es ihnen ermöglicht, ihre Politikerfahrungen auszutauschen, nach Lösungsansätzen für gemeinsame Probleme zu suchen, empfehlenswerte Praktiken aufzuzeigen und auf eine Koordinierung nationaler und internationaler Politiken hinzuarbeiten.

Die OECD-Mitgliedstaaten sind: Australien, Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Japan, Kanada, Korea, Luxemburg, Mexiko, Neuseeland, die Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Schweden, Schweiz, die Slowakische Republik, Spanien, die Tschechische Republik, Türkei, Ungarn, das Vereinigte Königreich und die Vereinigten Staaten. Die Kommission der Europäischen Gemeinschaften nimmt an den Arbeiten der OECD teil.

Originalfassungen veröffentlicht unter dem Titel:

Energy Policies of IEA Countries – Germany 2007 Review
Übersetzung durch den Deutschen Übersetzungsdienst der OECD

© OECD/IEA, 2007

Nachdruck, Kopie, Übertragung oder Übersetzung dieser Veröffentlichung nur mit schriftlicher Genehmigung.

Diesbezügliche Anträge sind zu richten an:

OECD Publishing: rights@oecd.org oder per Fax 33 1 45 24 99 30.

International Energy Agency (IEA),
Head of Communication and Information Office,
9 rue de la Fédération, 75739 Paris Cedex 15, France.

*Diese Veröffentlichung unterliegt spezifischen Beschränkungen,
die ihre Verwendung und Verteilung begrenzen.
Die entsprechenden Nutzungsbedingungen sind online verfügbar unter
<http://www.iea.org/Textbase/about/copyright.asp>*

INHALTSVERZEICHNIS

1	ZUSAMMENFASSUNG	7
	Kernenergieausstieg	8
	Reform der Energiemärkte	10
	Klimaschutzpolitik	12
	Empfehlungen	14
2	ALLGEMEINE ENERGIEPOLITIK	15
	Überblick	15
	Angebot und Nachfrage	17
	Energieprognosen	22
	Staatliche und regulatorische Instanzen	25
	Internationale Führungsrolle	27
	Entscheidende energiepolitische Maßnahmen	28
	Struktur, Aufsicht und Reform der Strom- und Gasmärkte	32
	Versorgungssicherheit	35
	Steuerpolitik	37
	Kritische Analyse	39
	Empfehlungen	46
3	ENERGIE UND UMWELT	47
	CO ₂ -Emissionsprofile	47
	Klimaschutzpolitik	49
	Maßnahmen zur Emissionsreduktion	51
	Kritische Analyse	55
	Empfehlungen	57
4	ENERGIEEFFIZIENZ	59
	Trends in der Energieeffizienz	59
	Politiken und Maßnahmen	60
	Kritische Analyse	68
	Empfehlungen	70
5	ERNEUERBARE ENERGIEN	73
	Energieerzeugung	73
	Institutionen	75
	Politiken und Maßnahmen	76
	Kritische Analyse	81
	Empfehlungen	86

6	KOHLE	87
	Angebot und Nachfrage	87
	Branchenstruktur	89
	Beihilfen	91
	Kritische Analyse	91
	Empfehlungen	92
7	ERDÖL	93
	Angebot und Nachfrage	93
	Branchenstruktur	96
	Kraftstoffe im Verkehrssektor	98
	Krisenvorsorge	99
	Kritische Analyse	100
	Empfehlungen	101
8	ERDGAS	103
	Angebot und Nachfrage	103
	Branchenstruktur	108
	Wettbewerb	113
	Gasnetz	116
	Handel	123
	Preisgestaltung und Besteuerung	126
	Kritische Analyse	128
	Empfehlungen	133
9	ELEKTRIZITÄT	135
	Kapazität, Erzeugung und Verbrauch	135
	Marktgestaltung und Regulierung	138
	Branchenstruktur	143
	Preise	154
	Kritische Analyse	159
	Empfehlungen	166
10	KERNENERGIE	169
	Allgemeiner Überblick	169
	Kernenergiepolitik	169
	Kernbrennstoffzyklus und Entsorgung radioaktiver Abfälle	172
	Institutioneller und rechtlicher Rahmen	173
	Kritische Analyse	174
	Empfehlungen	176
11	FORSCHUNG UND ENTWICKLUNG	177
	Politikziele und Prioritäten	177
	Institutionen	178
	Finanzierung	179

	Wesentliche Projekte und Forschungsbereiche	181
	Kritische Analyse	184
	Empfehlungen	186
A	ANHANG: ORGANISATION DER PRÜFUNG	187
	Prüfungsteam	187
	Beteiligte Organisationen	188
	Prüfungskriterien	189
B	ANHANG: ENERGIEBILANZEN UND STATISTISCHE SCHLÜSSELDATEN	191
C	ANHANG: GEMEINSAME ZIELE DER IEA-LÄNDER	195
D	ANHANG: GLOSSAR UND ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	197

TABELLEN

1.	Energiebilanz, 2005	18
2.	Variantenrechnung zur energiewirtschaftlichen Prognose bis 2030*	23
3.	Steuersätze, Stand 1. Januar 2007	38
4.	CO ₂ -Emissionen nach Energieträgern*, 1970-2030	49
5.	Nationale Allokationspläne, 2005-2012	52
6.	Künftige Maßnahmen im nicht vom Emissionshandel erfassten Sektor mit quantifizierbaren Emissionsreduktionen	55
7.	Verbrauch erneuerbarer Energien, 1970-2005	74
8.	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, 1970-2005	75
9.	Einspeisevergütungssätze nach Technologien, 2006	77
10.	Biokraftstoff-Beimischungsverpflichtungen, 2007-2015	80
11.	Kohlenangebot und -nachfrage, 1970-2030	88
12.	Ölangebot und -nachfrage, 1970-2030	94
13.	Raffinerieproduktion und exportierte Mineralölprodukte, 1970-2005	95
14.	Raffineriegesellschaften nach Kapazitätsanteil, Ende 2004	98
15.	Ferngasleitungen in Deutschland	121
16.	Neue Speicherkapazitäten	123
17.	Erzeugungskapazitäten nach Typ, 2005	135
18.	Stromerzeugung, 1970-2030	136
19.	Preisspreads für Regelenergie in Europa, 2005	141
20.	Eigentumsverhältnisse in der Stromerzeugung, 2005	144

21.	Verfügbare Übertragungskapazitäten an den Grenzen zu den Nachbarländern, Winter 2006/2007	149
22.	Engpässe an den Grenzkuppelstellen in Europa, 2004 und 2005	150
23.	Stromlieferantenwechsel	154
24.	Übertragungs- und Verteilungsnetzentgelte	160
25.	Noch am Netz befindliche bzw. kürzlich vom Netz genommene Kernkraftwerke in Deutschland	170
26.	Reststrommengen deutscher Reaktoren und geschätzte Abschaltungsdaten gemäß derzeitiger Gesetzgebung	171
27.	Bundesmittel für Forschung und Entwicklung im Energieforschungsprogramm, 2003-2008	180

ABBILDUNGEN

1.	Deutschlandkarte	16
2.	Primärenergieverbrauch, 1973-2030	19
3.	Energiegewinnung nach Energiequellen, 1973-2030	19
4.	Endenergieverbrauch nach Sektoren, 1973-2030	20
5.	Stromerzeugung nach Energiequellen, 1973-2030	21
6.	CO ₂ -Emissionen nach Energieträgern*, 1973-2004	48
7.	Energieintensität in Deutschland und in anderen ausgewählten IEA-Ländern, 1973-2010	60
8.	Prognose Strommenge und Vergütungen im Jahr 2012	78
9.	Mineralölendverbrauch nach Sektoren, 1973-2030	96
10.	Diesel- und Benzinverbrauch im Verkehrssektor, 1990-2005 ..	99
11.	Europäische Gasnachfrage, 2004	104
12.	Erdgasendverbrauch nach Sektoren, 1973-2030	104
13.	Gastransportnetz	118
14.	Stromendverbrauch nach Sektoren, 1973-2030	137
15.	Handelsvolumen an der EEX, 2002-2006	142
16.	Das deutsche Übertragungsnetz	145
17.	Regelzonen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber	148
18.	Bestandteile des Strompreises für Haushaltskunden, 2005	155
19.	Day-Ahead-Strompreise auf der Großhandelsebene in Europa, 2006 und 2007	156
20.	Einzelhandelsstrompreise für Haushaltskunden in Europa, 2005-2006	157
21.	Einzelhandelsstrompreise für Industriekunden in Europa, 2004-2006	158
22.	Geschätzte Kernkraftwerksleistung, 2007-2023	172

Nur wenige Länder können einen so einschneidenden Effekt auf die weltweite Energiepolitik ausüben wie Deutschland. Auf Grund seiner Größe und strategischen Lage in Europa kommt Deutschland große Bedeutung innerhalb der Wirtschaftsregion und damit auch der Welt zu. Daher ist es äußerst wichtig, dass die Bundesrepublik über eine vernünftige Energiepolitik und eine starke Marktgestaltung verfügt. Aus Sicht der IEA ist zu loben, dass die Bundesrepublik in diesen Bereichen Fortschritte erzielt hat, die unserer Meinung nach nicht nur Deutschland, sondern ganz Europa zugute kommen werden.

Die Bundesrepublik hat sich seit der letzten Tiefenprüfung im Jahr 2002 unvermindert für die drei gleichrangigen energiepolitischen Ziele Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit eingesetzt. Was die Versorgungssicherheit angeht, übersteigen die strategischen Ölvorräte der Bundesrepublik seit langem konstant die 90-Tage-Mindestanforderung, womit es Deutschland möglich ist, im Fall von Versorgungsstörungen im Interesse aller Ölverbraucherländer umgehend zu reagieren. Im Gassektor gilt Deutschlands Hauptaugenmerk weiterhin der Versorgungssicherheit, zu deren Gewährleistung das Land sich um einen Ausbau der Partnerschaft mit Gazprom, dem größten Gaslieferanten, bemüht.

Zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit hat die Bundesregierung Maßnahmen zur Förderung von Wettbewerb auf den Erdgas- und Elektrizitätsmärkten des Landes ergriffen. Nachdem sie insbesondere im Jahr 2005 mit der Bundesnetzagentur eine Regulierungsbehörde für die Netzindustrien eingerichtet hat, dehnt sie nun die Befugnisse dieser Behörde aus, um es ihr zu ermöglichen, einen offenen Marktzugang für neue Anbieter zu sichern und widerstandsfähige, wettbewerbsintensive Energiemärkte zu schaffen. Darüber hinaus arbeitet die Bundesregierung an der Ausstattung des Bundeskartellamts mit den für eine effektive Marktaufsicht nötigen Instrumenten, damit gewährleistet ist, dass sich die Marktteilnehmer fair verhalten. Des Weiteren konnte eine Vereinbarung über die völlige Beendigung der Steinkohlesubventionen bis 2018 erzielt werden, was ebenso schwierig wie notwendig war, weil die Aufrechterhaltung einer unwirtschaftlichen Steinkohlenförderung zu Verzerrungen am Kohlenmarkt führt und wirtschaftliche Ressourcen in Anspruch nimmt, die in der deutschen Wirtschaft an anderer Stelle besser eingesetzt werden könnten.

Im Umweltbereich können nur wenige Länder eine ähnliche Bilanz wie Deutschland vorweisen, das Umweltfragen ganz oben auf die politische Agenda gesetzt hat. Die Bundesrepublik ist auf gutem Kurs, die mit der Unterzeichnung des Kyoto-Protokolls eingegangene Verpflichtung zu erfüllen: Bei den erneuerbaren Energien wird ein rasches Wachstum verzeichnet, durch Biokraftstoffe verringert sich die Abhängigkeit von Mineralölimporten, die Bundesregierung hat ehrgeizige Ziele für die Energieeffizienz gesetzt, und die FuE-Mittel für erneuerbare Energien und Energieeffizienz werden erhöht. Mit der Verknüpfung von Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit gibt die Bundesrepublik dem privaten Sektor die Möglichkeit, die Kosten der Erfüllung der Emissionsminderungsaufgaben zu senken, indem sie allmählich die Nutzung internationaler Handelsinstrumente ausdehnt, womit sie zugleich dem internationalen Markt für die Verringerung der Kohlenstoffemissionen Auftrieb gibt.

Vor dem Hintergrund dieses offensichtlichen Engagements für eine gute Energiepolitik weist dieser Bericht auf Bereiche hin, in denen die Bundesregierung auf weitere Verbesserungen hinwirken sollte. Die drei entscheidenden Herausforderungen im Energiesektor sind der Kernenergieausstieg, die Reform der Energiemärkte und die Klimaschutzpolitik.

KERNENERGIEAUSSTIEG

Im Rahmen einer im Jahr 2000 ausgehandelten Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen sollen die deutschen Kernkraftwerke in Abhängigkeit von ihrer Betriebsdauer nach und nach stillgelegt werden – Schätzungen zufolge sollen bis 2022 sämtliche Kernreaktoren abgeschaltet sein. Gegenwärtig spielt die Kernenergie eine wichtige Rolle im Energiemix der Bundesrepublik, auf sie entfallen 12% des Primärenergieverbrauchs und über ein Viertel der Stromerzeugung. Laut Modellrechnungen kann der Kernenergieausstieg umgesetzt werden, ohne dass sich dadurch die Kohlendioxidemissionen erhöhen, und zwar dank eines Ausbaus der erneuerbaren Energien und einer erhöhten Energieeffizienz. In Wirklichkeit dürfte die Stilllegung der Kernreaktoren jedoch in einer Zunahme der Braunkohle-, Steinkohle- oder Gaskraftwerkskapazitäten resultieren, zumal diese Brennstoffe in den derzeitigen Bauvorschlägen und -vorhaben der Unternehmen großes Gewicht einnehmen, was zu insgesamt höheren CO₂-Emissionen führen dürfte.

Unabhängig davon, wie die Kernenergie ersetzt wird, geht die vorzeitige Stilllegung der Reaktoren auf Kosten der Versorgungssicherheit, der Wirtschaftlichkeit und der Umweltverträglichkeit – den drei Leitmotiven der deutschen Energiepolitik. Durch den Verlust der Kernenergie wird sich die Vielfalt der Versorgungsquellen verringern, was sich negativ auf

die Versorgungssicherheit auswirkt. Als weitgehend im Inland erzeugte Energiequelle reduziert Kernenergie die Abhängigkeit vom Import anderer Brennstoffe, z.B. Erdgas; durch eine künftig zunehmende Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen erhöht sich zugleich die Abhängigkeit von Gazprom, dem russischen Unternehmen, das bereits heute einen sehr großen Teil des deutschen Energieverbrauchs deckt. Beim Ersatz der Kernenergie durch Windenergie müssen auf Grund der Intermittenz letzterer außerdem zusätzliche Ausweichkapazitäten gebaut werden, wahrscheinlich Kohle- und Gaskraftwerke. Insgesamt stellt der Verzicht auf Kernenergie eine Belastung für die Versorgungssicherheit dar, weil damit eine potenzielle Stromerzeugungsoption aus dem Portfolio der deutschen Energieunternehmen gestrichen wird.

Die Grenzkosten der Kernkraftwerke sind niedrig und im Vergleich zu denen fossiler Energieträger stabil, was bedeutet, dass Kernkraftwerke zu geringen Kosten Grundlaststrom erzeugen. Kernkraftwerke bestimmen nur selten den Stromgrenzpreis, so dass der Effekt ihrer Stilllegung auf die Großhandelspreise für Strom beschränkt bleiben wird. Sie wird allerdings mit negativen Übergreifeffekten auf die Wirtschaft verbunden sein. Die Abschaltung dieser Produktionsanlagen setzt kurzfristig zusätzliche Investitionen in neue Kapazitäten voraus, wohingegen ihr weiterer Betrieb es den Unternehmen ermöglichen würde, die entsprechenden Einnahmen volkswirtschaftlich produktiver zu investieren. Durch einen Aufschub der Stilllegung würde sich auch die Notwendigkeit neuer Kapazitäten verringern, womit mehr Zeit für die Entwicklung modernerer Technologien bliebe, auch im Bereich erneuerbarer Energien.

In Anbetracht der ehrgeizigen deutschen Zielvorgaben für die Verringerung der negativen Umweltfolgen der Energieerzeugung wird sich die Stilllegung der Kernreaktoren bei den Umweltzielen am stärksten bemerkbar machen. Mit dem Kernenergieausstieg droht eine Erhöhung des CO₂-Gesamtemissionsniveaus, und er wird Deutschland sicherlich daran hindern, sein Potenzial zur Emissionssenkung auf längere Sicht voll auszuschöpfen. Bei Beibehaltung des derzeitigen Energiemix könnten Deutschlands Kohlendioxidemissionen sogar stärker reduziert werden.

Aus diesen Gründen empfehlen wir der Bundesregierung nachdrücklich, die Entscheidung für den Kernenergieausstieg zu überdenken. Eine Novellierung des Atom-Ausstiegsgesetzes und Verlängerung der Laufzeiten bestehender Kernkraftwerke ließe sich auch mit geringeren Emissionsberechtigungen für Anlagen auf fossiler Basis koppeln, womit im Ergebnis kostenfrei eine stärkere globale CO₂-Minderung erzielt würde, oder mit anderen Konzessionen verbinden.

Die Bundesregierung sollte eine nationale Debatte über die Rolle der Kernenergie im langfristigen Energiemix Deutschlands starten, wobei der Möglichkeit einer Verlängerung der Betriebsdauer bestehender Kernkraftwerke vorrangige Aufmerksamkeit gewidmet werden sollte, um auf

diesem Wege die Klimaschutzziele des Landes besser zu berücksichtigen. Soll die Kernenergie Teil des deutschen Energiemix bleiben, muss die Akzeptanz dieser Technologie in der Öffentlichkeit erhöht werden. Neuere Informationen über die öffentliche Einstellung zur Kernenergie zeigen, dass ihre Akzeptanz in Deutschland, wie in vielen anderen Ländern, von der Fähigkeit der Regierung abhängig ist, die Frage der Entsorgung der radioaktiven Abfälle zu klären. Daher gebührt der Koalitionsregierung Anerkennung für ihre Absichtserklärung, dies vor Ende dieser Legislaturperiode zu tun, und wir raten ihr zur Einhaltung dieses Termins. Ganz gleich, welche Entscheidung letztlich getroffen wird, sollten sich alle Bundesbürger der Auswirkungen bewusst sein, die der Kernenergieausstieg auf die Ziele des Landes im Hinblick auf Wirtschaftsleistung, Verringerung der Treibhausgasemissionen und Versorgungssicherheit hat.

REFORM DER ENERGIEMÄRKTE

In der Einrichtung einer Regulierungsbehörde für die Netzindustrien im Jahr 2005 kam die Erkenntnis zum Ausdruck, dass der verhandelte Reform und der internen Regulierung der Energiemärkte kein Erfolg beschieden waren. Damit zeigte sich zugleich das starke Engagement der Bundesregierung für eine wirkliche Reform der deutschen Gas- und Elektrizitätsmärkte. Im Elektrizitätssektor wurden bei der Entwicklung wettbewerblicher Märkte echte Fortschritte erzielt, und die Bundesregierung wirkt auf eine weitere Verbesserung der Situation hin, indem sie dem Bundeskartellamt mehr Befugnisse zur Verhinderung von wettbewerbsschädlichem Verhalten geben will. Dennoch kann die Bedeutung der Schaffung gut funktionierender und wettbewerbsoffener Strom- und Gasmärkte in Deutschland nicht überbetont werden, weil davon die deutschen Kunden ebenso wie ganz Europa profitieren werden. Wir raten der Bundesregierung dringend, weitere Maßnahmen zur Förderung echten Wettbewerbs auf den deutschen Energiemärkten zu ergreifen.

Nach der Einrichtung der Regulierungsbehörde besteht der nächste Schritt zur Reform der Strom- und Gaswirtschaft nun in der Schaffung eines funktionellen, gleichberechtigten Zugangs aller Marktteilnehmer zu den Gas- und Stromübertragungsnetzen. Durch einen offenen und gleichberechtigten Netzzugang ist es allen Marktteilnehmern, den etablierten Unternehmen ebenso wie potenziellen oder bereits existierenden neuen Anbietern möglich, ihre Produkte zum Kunden zu bringen. Ist dieser Zugang nicht gewährleistet, können die Vorteile der Reform nicht zum Tragen kommen, weil ein wettbewerblicher Markt unmöglich ist. Betrieb und Eigentum der deutschen Strom- und Gasnetze liegen derzeit in der Hand großer vertikal integrierter Unternehmen. Daher lässt es sich nur schwer garantieren, dass potenzielle Konkurrenten in Einklang mit den EU-Regeln gleichberechtigten Zugang zu den Transportnetzen haben,

denn es fehlt an den richtigen Anreizen, um sicherzustellen, dass es im eigenen Interesse der Netzbetreiber steht, einen fairen und gleichberechtigten Netzzugang zu gewährleisten. Außerdem haben die Unternehmen, wenn sie Betreiber ihrer eigenen Netze sind, auch besseren Zugang zu wichtigen Informationen, z.B. zu Netzflüssen und Fahrplänen.

Die Bundesregierung hat versucht, diesen Einfluss durch eine gesellschaftsrechtliche Trennung des Netzbetriebs von den wettbewerblichen Geschäftsbereichen zu verhindern. Dabei handelt es sich um das schwächste Instrument zur Erfüllung der Auflagen der Energierichtlinien der Europäischen Union, das zudem eine genaue, aufwendige und zwangsläufig unvollkommene Marktaufsicht erfordert. Deutschland sollte aus der Erfahrung mit dem verhandelten Netzzugang Dritter lernen – mit dem es nicht gelang, hinreichend wettbewerbsoffene Märkte zu schaffen – und mehr durchsetzen als nur die Mindestauflagen der gesellschaftsrechtlichen Entflechtung. Wir raten der Bundesregierung, die richtigen Anreize für einen diskriminierungsfreien Zugang zu den Netzen zu schaffen. Durch die Einrichtung unabhängiger Systembetreiber für die Gas- und Stromnetze – bei der unabhängige Organe mit dem Betrieb der Netze betraut würden, ohne dass sie aber deren Eigentümer wären – könnte dies erreicht werden. Dieses Modell wurde auf vielen gut funktionierenden Märkten in Europa, den Vereinigten Staaten und Australien eingeführt, wo es sich im Hinblick auf die Sicherung gleicher Wettbewerbsbedingungen und die Schaffung der nötigen Voraussetzungen für wettbewerbsoffene Energiemärkte als wirkungsvoll erwiesen hat.

Die Erhöhung des Marktumfangs führt zu größeren Skalenvorteilen, verringert die Transaktionskosten und schwächt die Stellung der marktbeherrschenden Großunternehmen. Deutschlands vier Regelzonen erschweren den Systembetrieb, weil der Strom nicht entlang gerader Linien fließt, sondern durch stark miteinander verwobene Netze. Obwohl verwobene Netze von Natur aus sicherer sind als radiale Netze (Netze mit direkteren Transportrouten), machte der europaweite Stromausfall vom 4. November 2006 deutlich, wie problematisch die Netzsteuerung ist. Die fehlende nahtlose Koordinierung zwischen den Regelzonen war einer der Faktoren, der die Folgen dieses Ereignisses verstärkte, das besser vom größeren europäischen Netz hätte isoliert werden können. Theoretisch könnten die deutschen Netzbetreiber nahtlos wie eine Einheit zusammenarbeiten, in der Praxis gelingt dies jedoch leichter, wenn alle Informationen von einer einzigen Stelle verwaltet werden. Wir raten der Bundesrepublik, die Zusammenführung der Verwaltung der Stromnetze bei einem einzigen unabhängigen Systembetreiber in Erwägung zu ziehen.

Im Gassektor empfehlen wir ebenfalls, einen einzigen Systembetreiber mit der Verwaltung der zahlreichen unabhängigen Netze und existierenden Bilanzzonen zu betrauen. Dies würde einen effizienteren, kostengünstigeren und sichereren Betrieb der bisher getrennten Gasnetze der

einzelnen Unternehmen gestatten und Investitionen in Kuppelleitungen zwischen diesen Netzen ermöglichen. Ein einziger Systembetreiber hätte direkteren Zugang zu mehr Informationen über die Gasflüsse, was unerlässlich ist, um Sicherheit und Wettbewerbsfähigkeit zu garantieren. Die gegenwärtigen Offenlegungsaufgaben über die Gasflüsse in Deutschland resultieren nur in der Veröffentlichung von weniger Informationen. Ein vollkommen unabhängiger Netzbetreiber wäre auch besser in der Lage, Engpässe zu identifizieren, Investitionen zu steuern und die Speicherkapazitäten des Landes unter normalen Bedingungen sowie in Krisensituationen zu verwalten.

Durch die Vergrößerung der Marktgebiete im Gas- ebenso wie im Stromsektor würde sich zudem die Marktkonzentration innerhalb Deutschlands verringern, was angesichts der marktbeherrschenden Stellung der etablierten Energieversorgungsunternehmen des Landes eine Notwendigkeit ist. Obwohl das deutsche Stromnetz über Grenzkuppelstellen gut an die Netze der Nachbarländer angebunden ist, deuten die chronischen Engpässe an diesen Kuppelstellen auf zusätzlichen Kapazitätsbedarf hin. Wir raten Deutschland dringend zum Ausbau der Grenzkuppelkapazitäten. Durch eine Verringerung der Zahl der Marktzone in Kombination mit einer Erhöhung der Grenzkuppelkapazitäten könnte nicht nur die Stellung der marktbeherrschenden Unternehmen in Deutschland geschwächt, sondern das Land auch einem integrierten europäischen Markt näher gebracht werden, durch den sich die Stabilität des Energieversorgungsnetzes in der Region erhöhen und die Entwicklung von Wettbewerb in Europa beschleunigen würde.

KLIMASCHUTZPOLITIK

Die Bundesrepublik arbeitet an der Erfüllung zahlreicher Ziele und Zielvorgaben, durch die sich die negativen Umweltfolgen der Energienutzung und insbesondere ihr Klimaeffekt verringern werden. Die Bundesrepublik ist auf gutem Weg, ihr Kyoto-Ziel einer Verringerung der Treibhausgasemissionen bis 2012 um 21% gegenüber dem Niveau von 1990 zu erreichen. Zusätzlich zu diesem internationalen Ziel verpflichtete sich Deutschland auf das bereits 2006 übertroffene Ziel der Europäischen Union, bis 2010 4,2% des Primärenergieverbrauchs durch erneuerbare Energien zu decken. Deutschland ist auch auf gutem Weg, das eigene Ziel zu erreichen, bis 2010 12,5% des Stroms aus erneuerbaren Energien zu erzeugen. Darüber hinaus hat sich die Bundesregierung selbst noch das ehrgeizige Ziel gesetzt, die Energieproduktivität, d.h. die Wirtschaftsleistung je Energieeinheit, zwischen 1990 und 2020 zu verdoppeln. Zusammen machen diese Ziele sowie die auf dem Weg zu ihrer Verwirklichung bereits erreichten beeindruckenden Fortschritte deutlich, welche große Bedeutung der ökologischen Nachhaltigkeit in Deutschland bei-

gemessen wird. Doch trotz dieses Engagements fehlt es in Deutschland an einer koordinierten und integrierten Umweltpolitik. Die Bundesrepublik verwendet zwar viel Geld und Mühe auf die Bekämpfung des Klimawandels durch sinnvolle Politiken und Maßnahmen, zugleich werden aber viele dieser begrüßenswerten Anstrengungen durch Maßnahmen in anderen Politikbereichen untergraben.

Der Kernenergieausstieg z.B. erschwert, wie bereits erwähnt, die Senkung der Treibhausgasemissionen und hindert das Land so daran, sein Potenzial zur Emissionsreduktion voll auszuschöpfen. Eine weitere Maßnahme, die nicht mit Deutschlands umweltpolitischen Ambitionen in Einklang steht, ist der Vorschlag, der der Europäischen Kommission im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems ursprünglich vorgelegt wurde und der relativ großzügige Bedingungen für die Zuteilung von Emissionsgenehmigungen für neue Kohlekraftwerke vorsah. Dies steht im Widerspruch zu dem Ziel der Verringerung des CO₂-Ausstoßes, da Kohlekraftwerke wesentlich mehr CO₂ emittieren als andere Kraftwerkstypen, insbesondere Gaskraftwerke. Das Emissionshandelssystem der Europäischen Kommission sollte dazu dienen, Anreize zur Verringerung des CO₂-Ausstoßes zu schaffen, und nicht zum Schutz und Ausbau der Kohleverstromung oder zur Verbesserung der Versorgungssicherheit. Wenn aus Wettbewerbsgründen oder der Versorgungssicherheit wegen Anstrengungen zur Förderung der Kohleverstromung unternommen werden, sollten dazu andere Instrumente eingesetzt werden als solche, die dazu gedacht sind, Preissignale zu den Kosten von Kohlendioxidemissionen auszusenden. Auch eine kürzlich ergangene Entscheidung des Bundeskartellamts in Bezug auf die Überwälzung der Kosten von Emissionszertifikaten könnte dem Zweck des europäischen Emissionshandelssystems zuwiderlaufen. Wenn die Unternehmen daran gehindert werden, die Opportunitätskosten von Emissionszertifikaten auf die Verbraucher überzuwälzen, können die Strompreise die Kosten der Kohlendioxidemissionen nicht widerspiegeln, womit Preissignale unterdrückt werden, die Anreize für den Einsatz kohlenstoffarmer bzw. -freier Energiequellen schaffen würden. Dies steht kurz gesagt im Widerspruch zur Absicht des Emissionshandelssystems.

Wir raten der Bundesregierung ferner, dem Kriterium der Kosteneffizienz bei der Auswahl von Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien sowie der Entscheidung zwischen solchen und anderen Maßnahmen eine höhere Priorität beizumessen, weil so der Nutzen ihrer begrenzten Ausgaben maximiert werden kann. Die Einspeisetarifpolitik für erneuerbare Energien hat in einer raschen Bereitstellung neuer Stromerzeugungskapazitäten resultiert, dies war jedoch mit hohen Kosten verbunden. Schätzungen zufolge werden die garantierten Einspeisetarife im Zeitraum 2000-2012 insgesamt 68 Mrd. Euro kosten. Insbesondere die Förderung der Photovoltaik ist sehr kostspielig im Verhältnis zur entsprechenden Stromerzeugung: Sie nimmt 20% des Gesamtbudgets in

Anspruch, trägt aber weniger als 5% zu der aus diesem Budget geförderten Stromerzeugung bei. Viele Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz sind gemessen an der erzielten Verringerung der Kohlendioxidemissionen demgegenüber um ein Vielfaches billiger. Die Einspeisetarife waren in Bezug auf den Ausbau der erneuerbaren Energiekapazitäten ein Erfolg, und so raten wir der Bundesregierung nun, ihr Augenmerk auf die Schaffung nachhaltigen Marktdrucks zur Senkung der Kosten des Betriebs sowie der Weiterentwicklung der erneuerbaren Energieressourcen zu richten. Da sich die erneuerbaren Energien auf dem Markt gut durchgesetzt haben – 2020 dürften auf sie 20% der Stromerzeugung entfallen –, sollte die Bundesregierung die Umstellung auf flexiblere Maßnahmen in Erwägung ziehen, die eine Vernetzung der erneuerbaren Energieressourcen mit dem gesamten Elektrizitätsmarkt gewährleisten, und zusätzliche FuE-Mittel für bestimmte Technologien zur Verfügung stellen, für die sie benötigt werden. So ginge nicht nur die Integration des deutschen Strommarkts in den europäischen Binnenmarkt leichter vonstatten, wenn sich das System der Förderung erneuerbarer Energien (EE) stärker auf die Marktkräfte und weniger auf staatliche Garantien stützen würde; damit würden den EE-Stromanbietern auch Anreize vermittelt, die richtige Art von Anlagen an den richtigen Standorten zu bauen und zu betreiben, wobei zugleich der Wettbewerbsdruck zur Senkung der Kosten erhöht würde. Was die Windenergie im Besonderen anbelangt, sollte die Bundesregierung ihre Anstrengungen im Hinblick auf eine Überarbeitung der Netzregeln, Regulierungen und Betriebsverfahren fortsetzen, um für eine bessere Integration der Windenergie in das Übertragungssystem zu sorgen, statt dieses nur anzupassen.

EMPFEHLUNGEN

Die Bundesregierung sollte:

- *die Entscheidung für den Ausstieg aus der Kernenergie angesichts der ernststen negativen Auswirkungen überdenken, die deren unveränderte Umsetzung in Bezug auf Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und CO₂-Emissionen haben könnte;*
- *die Reform der Strom- und Gasmärkte fortsetzen, um zur Förderung von echtem Wettbewerb gleiche Spielregeln für alle Marktteilnehmer zu schaffen, vor allem in Bezug auf den Netzzugang;*
- *eine kohärente, koordinierte und kosteneffiziente Politik im Bereich des Klimaschutzes und der erneuerbaren Energien gewährleisten.*

ÜBERBLICK

Die Bundesrepublik Deutschland ist nach mehreren Maßstäben eines der größten Länder Europas (vgl. Abb. 1). Sie zählt über 82 Millionen Einwohner gegenüber jeweils rd. 60 Millionen in den beiden nächstgrößten europäischen Ländern Frankreich und Vereinigtes Königreich. Ihre Volkswirtschaft ist die größte Europas, die drittgrößte im OECD-Raum und die fünftgrößte weltweit. In geographischer Hinsicht ist Deutschland das viertgrößte Land der Europäischen Union (nach Frankreich, Spanien und Schweden) und hat gemeinsame Grenzen mit Dänemark, Polen, der Tschechischen Republik, Österreich, der Schweiz, Frankreich, Luxemburg, Belgien und den Niederlanden. Deutschland verfügt ferner über fast 2 400 km Küste an der Nord- und Ostsee.

Seit der Wiedervereinigung der Bundesrepublik mit der Deutschen Demokratischen Republik im Jahr 1990 verlief die Bevölkerungskurve in Deutschland so gut wie flach, und den Prognosen zufolge dürfte für die Zukunft mit einer Abnahme zu rechnen sein. Die größte Stadt ist die Hauptstadt Berlin, deren Einwohnerzahl auf 3,4 Millionen angewachsen ist. 1999 sind viele Regierungsstellen, Ministerien und Botschaften von Bonn, der früheren Hauptstadt, nach Berlin umgezogen. Zu den weiteren großen städtischen Ballungsräumen des Landes gehören der Rhein-Ruhr-Raum (10 Millionen Einwohner), Frankfurt (5 Millionen), Hamburg (4 Millionen), München (3 Millionen) und Leipzig (1,2 Millionen).

Deutschland steht größtenteils unter dem Einfluss eines gemäßigten und maritimen Klimas. Im Norden Deutschlands ist Flachland vorherrschend, den mittleren Teil prägen Mittelgebirgszüge und im Süden erheben sich die bayrischen Alpen.

Deutschland ist eine föderal verfasste Demokratie, die sich aus 16 Bundesländern zusammensetzt. Zum Zeitpunkt der Prüfung wurde das Land von einer großen Koalition regiert, die von den beiden wichtigsten politischen Blöcken Deutschlands, der Christlich Demokratischen Union (CDU) mit deren Schwesterpartei, der Christlich Sozialen Union (CSU), und der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD) gebildet wurde. Deutschland hat ein Zweikammersystem mit Bundestag und Bundesrat. Die 614 Mitglieder des Bundestags werden vom Volk für jeweils vier Jahre gewählt. Die 69 Mitglieder des Bundesrats werden nicht gewählt, sondern

Abbildung 1 **Deutschlandkarte**



* Neue Bundesländer.

Anmerkung: Die in dieser Karte ausgewiesenen Grenzen und Namen sowie die verwendeten Bezeichnungen implizieren keine offizielle Zustimmung oder Anerkennung durch die IEA.

entsprechend der Zusammensetzung der 16 Landesregierungen bestellt: Sie sind Mitglied der jeweiligen Landeskabinette, die sie ernennen und jederzeit wieder abberufen können. Folglich kann sich die Zusammensetzung des Bundesrats jedes Mal ändern, wenn in einem der 16 Bundesländer Wahlen stattfinden.

Deutschland ist eine moderne und technologisch fortschrittliche Volkswirtschaft. Der Industriesektor spielt im Vergleich zu vielen anderen modernen Volkswirtschaften nach wie vor eine sehr wichtige Rolle und stellt rund ein Viertel des Bruttoinlandsprodukts (BIP). Die wichtigsten Industriezweige sind Eisen, Stahl, Kohle, Zement, Chemie, Maschinenbau, Fahrzeugbau und Elektronik. Obwohl die Wirtschaft ein relativ stetiges Wachstum verzeichnet, leidet das Land weiterhin unter einer hohen, wenn auch sinkenden Arbeitslosigkeit (über 11% im Jahr 2005). Zu den langfristigen Herausforderungen Deutschlands gehört die Alterssicherung, weil die Ausgaben der gesetzlichen Rentenversicherung die Beitragszahlungen übersteigen, was sowohl auf die wirtschaftlichen Auswirkungen der Wiedervereinigung als auch auf die Bevölkerungsalterung zurückzuführen ist.

ANGEBOT UND NACHFRAGE

ENERGIEANGEBOT

Deutschlands Primärenergieverbrauch (PEV) belief sich 2005 insgesamt auf 345 Millionen Tonnen Rohöleinheiten (Mio. t RÖE) (vgl. Tabelle 1). Der Energieträgermix des Primärenergieverbrauchs ist zwar relativ ausgewogen, Erdöl stellt mit über einem Drittel jedoch den größten Teil, gefolgt von Kohle (24%), Erdgas (23%) und Kernenergie (12%). Im Vergleich zu anderen IEA-Ländern ist der Anteil der erneuerbaren Energien am PEV sehr hoch. Insgesamt werden rd. 5% des PEV durch erneuerbare Energien gedeckt, davon fast drei Viertel nachwachsende Brennstoffe und Abfälle.

Wie aus Abbildung 2 ersichtlich, sind die Anteile der verschiedenen Energieträger am PEV in Deutschland in den letzten Jahrzehnten relativ stabil geblieben. Im Rückblick ist der Anteil der Kohle zwischen 1985 und 2005 von 40% auf weniger als ein Viertel gesunken, womit dieser Rückgang weniger drastisch ausfiel als in anderen Ländern. Analog dazu ist der Erdgasanteil am PEV zwischen 1985¹ und 2005 von 13% auf 23% gestiegen, was zwar eine erhebliche Zunahme darstellt, aber weniger ist als in anderen IEA-Ländern wie Spanien und Italien, wo der Gasanteil in den letzten zwanzig Jahren gewaltig expandiert hat.

-
1. Für Vergleichszwecke wurden alle Daten für Deutschland aus der Zeit vor 1990 so aufbereitet, dass sowohl die Bundesrepublik Deutschland als auch die Deutsche Demokratische Republik berücksichtigt sind.

Tabelle 1 Energiebilanz, 2005

Einheit = Mio. t RÖE	Ins- gesamt	Erdöl	Kohle	Erdgas	Kern- energie	Bio- masse*	Sonnen-, Wind- energie usw.	Wasser- kraft	Geo- thermie	Strom	Wärme
Energieangebot											
Gewinnung im Inland	134.5	4.6	56.5	14.2	42.5	12.2	2.7	1.7	0.1	0.0	0.0
Einführen (abzgl.)	214.5	123.4	25.7	65.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.4	0.0
Sonstige	-4.2	-4.6	-0.5	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Primärenergie- verbrauch (PEV)	344.7	123.4	81.7	80.8	42.5	12.2	2.7	1.7	0.1	-0.4	0.0
Nachfrage											
Stromerzeugung**	58.3	4.0	67.6	17.9	42.5	5.3	2.5	1.7	0.0	-52.7	-30.5
Industrie***	83.2	26.9	7.3	21.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.0	7.8
Verkehr	63.3	60.0	0.0	0.0	0.0	1.9	0.0	0.0	0.0	1.4	0.0
Private Haushalte	63.7	16.9	0.5	29.0	0.0	4.8	0.2	0.0	0.1	12.2	0.0
Andere Sektoren	50.7	8.1	0.4	10.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.0	20.4
Sonstige (einschl. Energieverluste)	25.5	7.6	5.9	1.7	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	7.8	2.4
Gesamtverbrauch	344.7	123.4	81.7	80.8	42.5	12.2	2.7	1.7	0.1	-0.4	0.0
Anteil am PEV	100%	36%	24%	23%	12%	4%	1%	0%	0%	0%	0%

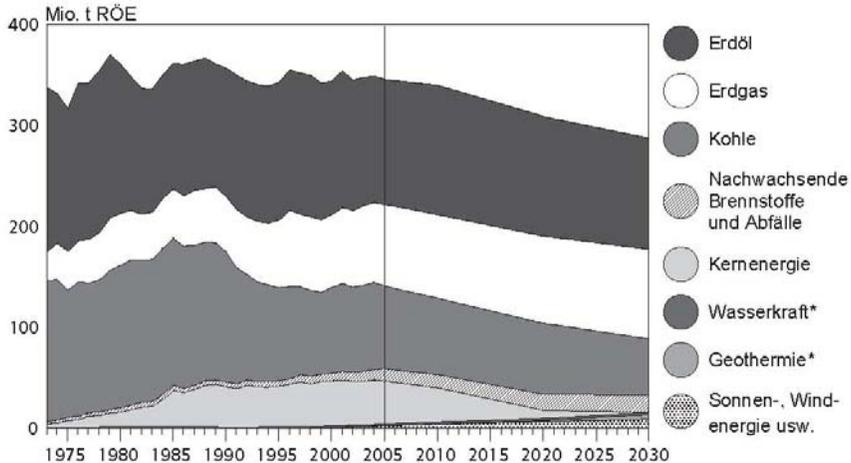
* Einschließlich Industrieabfälle und nicht erneuerbare Siedlungsabfälle.

** Die Zeile zur Stromerzeugung liefert Angaben zu den zur Erzeugung von Strom und Wärme verwendeten Energieträgern (insgesamt 141,5 Mio. t RÖE aus Erdöl, Kohle, Kernenergie, Erdgas, Biomasse, Solar- und Windenergie, Wasserkraft und Geothermie), zur Gesamtproduktion (83,3 Mio. t RÖE in Form von Strom und Wärme) und zu den Energieverlusten (58,3 Mio. t RÖE).

*** Einschließlich nicht energetischer Verbrauch.

Quelle: Energy Balances of OECD Countries, IEA/OECD Paris, 2007.

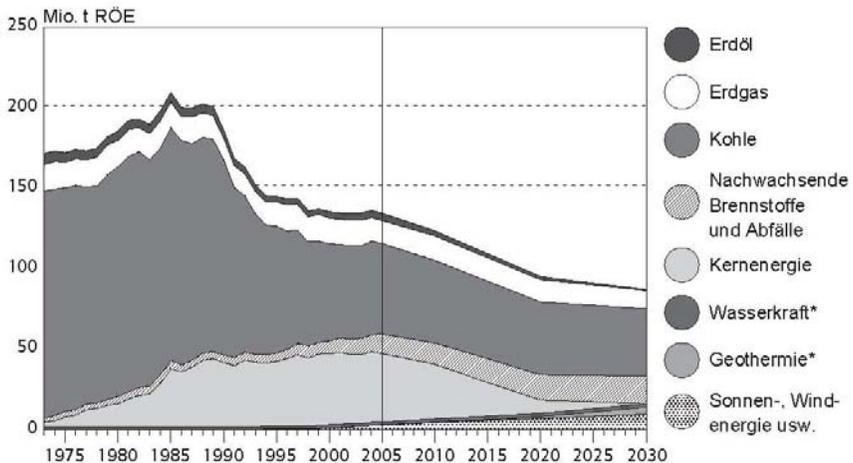
Abbildung 2 Primärenergieverbrauch, 1973-2030



* Unerheblich.

Quelle: *Energy Balances of OECD Countries*, IEA/OECD Paris, 2006, und von der Bundesregierung zur Verfügung gestellte Unterlagen.

Abbildung 3 Energiegewinnung nach Energiequellen, 1973-2030



* Unerheblich.

Quelle: *Energy Balances of OECD Countries*, IEA/OECD Paris, 2006, und von der Bundesregierung zur Verfügung gestellte Unterlagen.

Der Anteil der erneuerbaren Energien am PEV ist in den letzten Jahren enorm gewachsen. Erneuerbare Energien (d.h. Biomasse, Solarenergie, Windenergie und Geothermie, ohne nicht erneuerbare Abfälle) machten 2005 4,6% des PEV aus, gegenüber nur 1,8% im Jahr 1995, was einer jährlichen durchschnittlichen Zuwachsrate von 10,1% entspricht.

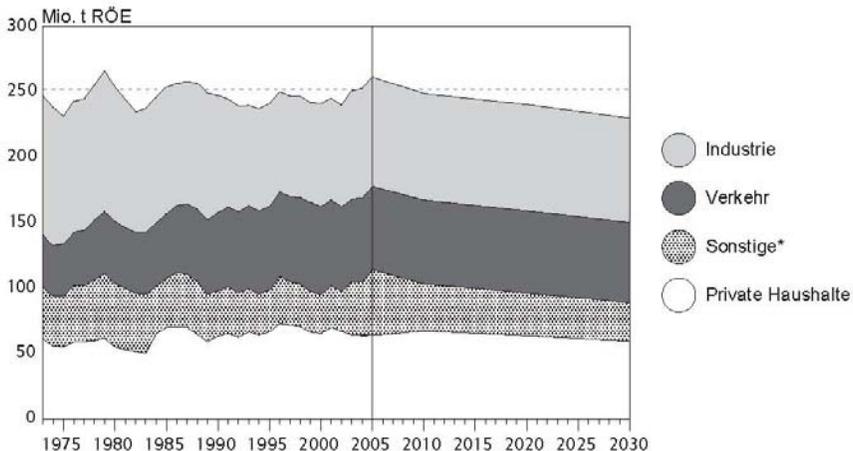
Deutschland ist zur Deckung von über 60% seines Energiebedarfs von Importen abhängig. Zusätzlich zur Kernenergieerzeugung fördert Deutschland große Mengen an Kohle. 2005 stammten rd. 70% der 82 Mio. t RÖE Kohle im PEV aus heimischen Quellen. Auch 18% des Erdgasbedarfs konnten 2005 aus heimischen Quellen gedeckt werden, ebenso wie unter 4% des Ölverbrauchs. Die Energieerzeugung ist in Abbildung 3 aufgeschlüsselt.

ENERGIENACHFRAGE

Der gesamte Endenergieverbrauch (EEV) betrug in Deutschland 2005 261 Mio. t RÖE und ist damit gegenüber 2004 um 3,3% gestiegen (vgl. Abb. 4). Der größte Energieverbraucher war die Industrie mit 32% des deutschen EEV, gefolgt vom Verkehrssektor und den privaten Haushalten (jeweils 24%). Der Rest entfällt auf die anderen Sektoren, u.a. den gewerblichen Sektor.

Ebenso wie der Primärenergieverbrauch verlief auch der Endenergieverbrauch in Deutschland in den letzten zwanzig Jahren relativ flach, wenngleich er zwischen 2004 und 2005 vergleichsweise stark gestiegen ist. Der Anteil des Industriesektors am EEV ist im Zeitraum 1985-1995 von 38% auf 33% zurückgegangen und dann bis 2005 nochmals auf knapp unter ein Drittel gesunken. Der Anteil des Verkehrssektors ist seit 1995 relativ stabil geblieben, erhöhte sich aber im Vergleich zu 1985, als er unter 20% betrug. Der Verbrauch der privaten Haushalte blieb in den letzten Jahrzehnten weitgehend unverändert.

Abbildung 4 Endenergieverbrauch nach Sektoren, 1973-2030



* Gewerblicher Sektor, öffentlicher Sektor, Landwirtschaft, Fischerei und sonstige nicht genannte Sektoren.

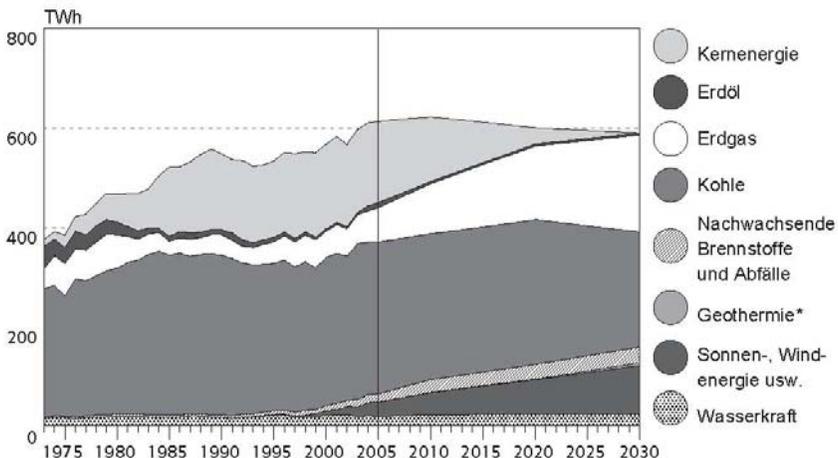
Quelle: *Energy Balances of OECD Countries*, IEA/OECD Paris, 2006, und von der Bundesregierung zur Verfügung gestellte Unterlagen.

Obwohl der EEV seit dem Jahr 2000 um mehr als 8% gestiegen ist, hat der absolute Verbrauch des Verkehrssektors um fast 6% abgenommen und ist entgegen dem in anderen IEA-Ländern zu beobachtenden Trend von 67,2 Mio. t RÖE auf 63,3 Mio. t RÖE gesunken. Abgesehen vom Effekt der erhöhten Energieeffizienz ist dieser Verbrauchsrückgang im Straßenverkehr auch auf eine beschleunigte Umstellung von Benzin- auf Dieselfahrzeuge zurückzuführen.

STROMERZEUGUNG

2005 wurden in Deutschland über 613 Terawattstunden (TWh) Strom erzeugt, etwas mehr als 2004 (0,5%) und 8,1% mehr als im Jahr 2000 (vgl. Abb. 5). 2005 stammte mit fast 50% der größte Teil der Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken. Der Anteil der Kohleverstromung ist somit seit 1985, als er noch fast 62% ausmachte, stark gesunken. Zugleich hat sich der Anteil der Gasverstromung mehr als verdoppelt, er stieg zwischen 1985 und 2005 von 5,4% auf 11,3%. Der Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung belief sich auf 27%, wie bereits im Jahr 1995. Er ist seit Mitte der achtziger Jahre relativ stabil geblieben. Das stärkste Wachstum war bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu verzeichnen (Biomasse, Solar-, Wasser- und Windenergie, ohne nicht erneuerbare Abfälle). Deren Anteil ist seit 1995 mit einer jahresdurchschnittlichen Rate von 9% gestiegen und erhöhte sich damit von 3,9% im Jahr 1985 auf 4,9% im Jahr 1995 und 10,1% im Jahr 2005.

Abbildung 5 **Stromerzeugung nach Energiequellen, 1973-2030**



* Unerheblich.

Quelle: *Energy Balances of OECD Countries*, IEA/OECD Paris, 2006, und von der Bundesregierung zur Verfügung gestellte Unterlagen.

ENERGIEPROGNOSEN

ENERGIEANGEBOT UND -NACHFRAGE

Etwa alle fünf Jahre gibt das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) langfristige Prognosen über die Entwicklung von Energieangebot und -nachfrage in Auftrag. Diese Prognosen werden nicht von Regierungsstellen, sondern von unabhängigen wissenschaftlichen Forschungseinrichtungen angefertigt. Die Regierung nutzt die Prognosen zur fachlichen Orientierung, macht sich ihre Ergebnisse jedoch nicht offiziell zu eigen. Die jüngste Prognose, die vom Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI) und der Prognos AG vorgelegt wurde, erschien im Mai 2005 und enthält Projektionen für die Zeit bis 2030. In Anbetracht der gegenwärtigen Entwicklung der Energiepreise wurde diese Prognose allerdings im August 2006 durch eine Variantenrechnung ergänzt, deren Ergebnisse in Tabelle 2 dargestellt sind. In diesem neuen Szenario wird ein deutlich höherer Preispfad unterstellt als in der Referenzprognose (mit einem Realölpreis im Jahr 2030 von 60 \$ pro Barrel anstatt von 37 \$ pro Barrel)². Die Variantenrechnung geht von einer Fortführung der derzeitigen Energiepolitik aus, was auch ein Festhalten am 1999 gesetzlich verankerten Ausstieg aus der Kernenergie beinhaltet. Ferner wird unterstellt, dass die staatliche Förderung der erneuerbaren Energien fortgesetzt wird und der Treibhausgasemissionshandel expandiert. Die Variantenrechnung bildet die Grundlage der Vorbereitungen für den abschließenden Energiegipfel und die dabei entwickelte Strategie.

Laut der Variantenrechnung wird der Primärenergieverbrauch bis 2030 sinken und im Zeitraum 2000-2030 um 17,2% von 343 Mio. t RÖE auf 284 Mio. t RÖE zurückgehen, was einer durchschnittlichen jährlichen Abnahme um 0,6% entspricht. Dieser Gesamtrückgang wird einer Beschleunigung der Fortschritte bei der Energieeffizienz zuzuschreiben sein. Die einschneidendsten Veränderungen im Energieträgermix sind der Prognose zufolge bei der Kernenergie und den erneuerbaren Energien zu erwarten. Ein Teil der Energieversorgung aus Kernkraftwerken wird bis 2030 durch die Zunahme des Angebots an erneuerbaren Energien ersetzt; der Anteil der Kernenergie wird zwischen 2000 und 2030 von 13% auf null sinken, während der Anteil der erneuerbaren Energien im gleichen Zeitraum von 3% auf über 15% steigen wird. Die Braunkohle (ein heimischer Rohstoff mit geringer Energieintensität) soll ebenfalls einen Teil der sinkenden Kernenergieerzeugung ausgleichen, womit sich ihr Anteil von unter 11% im Jahr 2000 auf über 12% im Jahr 2030 erhöhen dürfte. Bei der Steinkohle wird mit einem leichten Anstieg von 14% des PEV im Jahr 2000 auf fast 17% im Jahr 2030 gerechnet. Der Gasanteil am

2. Durchschnittlicher Umrechnungskurs 2006: 1 US-\$ = 0,80 Euro.

Tabelle 2 Variantenrechnung zur energiewirtschaftlichen Prognose bis 2030*

Einheit		Absolute Zahlen				Jahresdurchschnittliche Wachstumsraten (in %)			
		2000	2010	2020	2030	2000-2010	2010-2020	2020-2030	2000-2030
Indikatoren									
Bevölkerung	Mio.	82.3	82.4	81.3	79.3	0.0	-0.1	-0.2	-0.1
Private Haushalte	Mio.	38.2	39.7	40.0	39.7	0.4	0.1	-0.1	0.1
Reales BIP, 1995	Mrd. Euro (1995)	1 970	2 197	2 544	2 887	1.1	1.5	1.3	1.3
Industrieproduktion, real, 1995	Mrd. Euro (1995)	403	439	506	575	0.9	1.4	1.3	1.2
Pkw	Mio.	42.8	46.9	47.9	47.2	0.9	0.2	-0.1	0.3
Personenverkehrsleistungen	Mrd. Personenkilometer	1 051	1 093	1 062	1 026	0.4	-0.3	-0.3	-0.1
Güterverkehrsleistungen	Mrd. Tonnenkilometer	491	591	702	774	1.9	1.7	1.0	1.5
Haushaltskundenpreise (einschl. MwSt.), real, 2000									
Leichtes Heizöl	Cent (2000)/ℓ	40.8	59.4	60.3	75.0	3.8	0.2	2.2	2.1
Erdgas	Cent (2000)/kWh	3.7	5.3	5.4	6.8	3.7	0.2	2.3	2.0
Strom	Cent (2000)/kWh	14.9	16.8	16.3	16.4	1.2	-0.3	0.1	0.3
Benzin, unverbleit	Cent (2000)/ℓ	100.0	123.6	126.4	139.2	2.1	0.2	1.0	1.1
Großhandelspreise (ohne MwSt.), real, 2000									
Leichtes Heizöl (Industrie)	Euro (2000)/t	381.5	556.4	560.9	695.3	3.8	0.1	2.2	2.0
Erdgas (Industrie)	Cent (2000)/kWh	1.71	2.42	2.39	2.75	3.5	-0.1	1.4	1.6
Strom (Mittelspannung)	Cent (2000)/kWh	n.v.	8.4	8.3	8.8	n.v.	-0.1	0.6	n.v.
Strom (Hochspannung)	Cent (2000)/kWh	4.4	5.8	5.9	6.5	2.8	0.2	1.0	1.3
Primärenergieverbrauch									
	PJ	14 356	13 939	12 733	11 886	-0.3	-0.9	-0.7	-0.6
	Mio. t RÖE	342.9	332.9	304.1	283.9	-0.3	-0.9	-0.7	-0.6
Erdöl	%	38.3	36.9	34.8	33.4	-0.4	-0.6	-0.4	-0.5
Erdgas	%	21.1	20.6	22.3	22.5	-0.2	0.8	0.1	0.2
Steinkohle	%	14.0	15.2	17.5	16.6	0.8	1.4	-0.5	0.6
Braunkohle	%	10.8	11.1	11.8	12.6	0.3	0.6	0.7	0.5
Kernenergie	%	12.9	10.0	2.7	0	-2.5	-12.3	-100	-100
Erneuerbare Energien	%	2.9	6.4	11.0	15.4	8.2	5.6	3.4	5.7
Endenergieverbrauch									
	PJ	9 241	9 088	8 535	8 073	-0.2	-0.6	-0.6	-0.4
	Mio. t RÖE	220.7	217.1	203.9	192.8	-0.2	-0.6	-0.6	-0.4
Private Haushalte	%	28.2	30.6	30.4	29.9	0.8	-0.1	-0.2	0.2
Dienstleistungssektor	%	16.0	15.9	15.3	14.2	-0.1	-0.4	-0.7	-0.4
Industrie	%	26.1	24.6	24.8	25.3	-0.6	0.1	0.2	-0.1
Verkehr	%	29.8	28.9	29.5	30.6	-0.3	0.2	0.4	0.1
Mineralölzeugnisse	%	45.1	42.1	36.9	34.1	-0.7	-1.3	-0.8	-0.9
Erdgas	%	24.9	25.0	24.7	23.8	0.0	-0.1	-0.4	-0.2
Kohle	%	5.3	5.6	5.5	6.0	0.6	-0.2	0.9	0.4
Strom	%	18.8	20.0	21.5	22.4	0.6	0.7	0.4	0.6
Fernwärme	%	3.5	3.5	3.4	3.2	0.0	-0.3	-0.6	-0.3
Erneuerbare Energien	%	2.3	3.8	8.0	10.5	5.1	7.7	2.8	5.2

Tabelle 2 (Forts.) **Variantenrechnung zur energiewirtschaftlichen Prognose bis 2030***

	Einheit	Absolute Zahlen				Jahresdurchschnittliche Wachstumsraten (in %)			
		2000	2010	2020	2030	2000-2010	2010-2020	2020-2030	2000-2030
Bruttostromerzeugung	TWh	575	589	586	586	0.2	-0.1	0.0	0.1
Wasserkraft	%	5.1	4.7	5.0	5.0	-0.8	0.6	0.0	-0.1
Kernenergie	%	29.5	21.6	5.3	0	-3.1	-13.1	-100	-100
Steinkohle	%	24.9	27.8	33.1	30.8	1.1	1.8	-0.7	0.7
Braunkohle	%	25.8	27.1	29.0	29.6	0.5	0.7	0.2	0.5
Erdgas	%	8.6	4.8	8.7	10.2	-5.7	6.1	1.6	0.6
Wind	%	1.7	7.3	11.2	15.8	15.7	4.4	3.5	7.7
Sonstige	%	6.7	6.8	7.7	8.7	0.1	1.3	1.2	0.9
Effizienzindikatoren									
Pro-Kopf-PEV	Mio. t RÖE/Einwohner	4.2	4.0	3.7	3.6	-0.5	-0.8	-0.3	-0.5
BIP/PEV	Euro/ t RÖE	5 736	6 615	8 374	10 174	1.4	2.4	2.0	1.9
Industrieproduktion/EEV	Euro/ t RÖE	6 992	8 206	10 049	11 765	1.6	2.0	1.6	1.7
Personenverkehrsleistungen/EEV	Personen-km/kJ	539	587	643	642	0.9	0.9	0.0	0.6
Güterverkehrsleistungen/EEV	t-km/kJ	645	738	847	934	1.4	1.4	1.0	1.2
CO₂-Indikatoren									
	Einheit	Absolute Zahlen				Jahresdurchschnittliche Wachstumsraten (in %)			
		1990	2000	2010	2030	1990-2000	1990-2010	2010-2030	1990-2030
CO ₂ -Emissionen	Mio. t	1 000	853	830	715	-1.6	-0.9	-0.7	-0.8
CO ₂ /BIP	g/Euro	614	388	326	248	-4.5	-3.1	-1.4	-2.2
CO ₂ /Bevölkerung	t/Einwohner	15.9	10.3	10.2	9.0	-4.2	-2.2	-0.6	-1.4

PJ = Petajoule.

n.v. = nicht verfügbar.

* Die Daten weichen von den IEA-Prognosen ab, da sich letztere auf das Referenzszenario stützen.

Quelle: Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und -nachfrage: Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030, EWI/Prognos, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, August 2006.

deutschen PEV wird zwischen 2000 und 2030 ebenfalls leicht steigen – von 21,1% auf 22,5% – und damit den Effekt des Kernenergieausstiegs etwas kompensieren. Der Erdölanteil am deutschen PEV wird den Projektionen zufolge von mehr als 38% im Jahr 2000 bis 2030 auf etwas über ein Drittel zurückgehen.

Desgleichen dürfte auch der EEV zwischen 2000 und 2030 von 221 Mio. t RÖE auf 193 Mio. t RÖE und damit um insgesamt fast 13% sinken, was einem durchschnittlichen jährlichen Rückgang um über 0,4% entspricht. Was die Aufschlüsselung des Energieverbrauchs nach Sektoren anbelangt, wird bis 2030 nur mit geringen Veränderungen gerechnet. Der Energie-

verbrauchsanteil des Verkehrssektors wird voraussichtlich von knapp unter auf etwas über 30% ansteigen. Der Anteil des Haushaltssektors am Energieverbrauch soll sich ebenfalls von 28% auf 30% erhöhen. Im gewerblichen und im Industriesektor wird mit einem kleineren Rückgang gerechnet.

STAATLICHE UND REGULATORISCHE INSTANZEN

Seit der letzten Deutschlandprüfung im Jahr 2002 haben sich die energiepolitischen Institutionen und Strukturen kaum verändert, abgesehen von der Einrichtung einer neuen Regulierungsstelle für die Netzindustrien, der Bundesnetzagentur, im Jahr 2005.

In der Energiepolitik ist der Bund in erster Linie für die Rechtsetzung zuständig, während den Ländern die administrative Umsetzung der auf Bundesebene beschlossenen Regelungen obliegt (allerdings hat auch der Bund wichtige Verwaltungskompetenzen). Darüber hinaus sind die Länder über Bundesrat, Ministerkonferenzen, verschiedene Bund-Länder-Gremien und aktuell über vom Energiegipfel der Bundesregierung eingesetzte Arbeitsgruppen an der Gestaltung der Energiepolitik beteiligt.

Auf Bundesebene ist das federführende Ressort für die Energiepolitik das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Die Markteinführung erneuerbarer Energieträger und die Forschung in diesem Bereich liegen in der Verantwortung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Das BMU hat auch die Federführung für das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und ist zuständig für den Energiesektor betreffende Umweltregelungen (z.B. Immissions- und Klimaschutz, Reaktorsicherheit und Strahlenschutz). Mit Fragen der Energieeinsparung im Gebäudebereich befassen sich sowohl das BMWi als auch das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS). Das BMVBS ist darüber hinaus federführend für die Kraftstoffstrategie der Bundesregierung. Das Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) ist für den Bereich Biomasse verantwortlich. Die Energiebesteuerung fällt in den Zuständigkeitsbereich des Bundesministeriums der Finanzen (BMF) bzw. dessen nachgeordneter Behörden.

Das Bundeskartellamt sowie die Landeskartellbehörden nehmen generelle Aufgaben der Missbrauchsaufsicht für den gesamten Energiesektor wahr. Dem Bundeskartellamt obliegt zusätzlich die Fusionskontrolle für den Energiesektor nach dem Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen. Kartellrechtliche Entscheidungen werden im Bundeskartellamt in einem justizähnlichen Verfahren von Beschlussabteilungen getroffen, deren Zuständigkeiten nach Wirtschaftszweigen abgegrenzt sind. Eine dieser Abteilungen beschäftigt sich mit dem Energiesektor. Gegen Entscheidungen des Bundeskartellamts steht der Zivilgerichtsweg offen.

Mit der Umsetzung der EG-Beschleunigungsrichtlinien Strom und Gas wurde ein neuer energierechtlicher Rahmen geschaffen, und am 13. Juli 2005 trat das neue Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in Kraft. Wichtige Rechtsverordnungen zu Netzzugang und Netzentgelten für Strom und Gas sind seit dem 29. Juli 2005 gültig. Der Vollzug des neuen Rechtsrahmens – für bundesländerübergreifende Netze und für Netzbetreiber ab 100 000 Kunden – liegt in den Händen der Bundesnetzagentur (BNetzA). Gegen Entscheidungen der BNetzA, die von unabhängigen Beschlusskammern getroffen werden, kann vor Gericht geklagt werden. Die Mitglieder der Beschlusskammern werden weder von der Bundesregierung ernannt, noch können sie von ihr abberufen werden. Präsident und Vizepräsident der BNetzA werden von der Bundesregierung benannt, die sie aber nicht ihres Amtes entheben kann, außer unter ganz bestimmten Bedingungen und mit dem Einverständnis des gesamten Kabinetts. Entscheidungen der Beschlusskammern der BNetzA können unter keinen Umständen von der Bundesregierung aufgehoben werden.

Die auf Vorschlag der Bundesregierung vom Bundespräsidenten ernannte Monopolkommission, die sich aus Wirtschaftswissenschaftlern und Juristen zusammensetzt, begutachtet die Wettbewerbsverhältnisse in Deutschland und erstellt alle zwei Jahre ein Gutachten zur Entwicklung des Wettbewerbs auf den Strom- und Gasmärkten.

Verantwortlich für das Monitoring der Versorgungssicherheit ist das BMWi. Da der deutsche Mineralölmarkt seit vielen Jahren wettbewerblich verfasst ist, gibt es keine spezielle Regulierungsinstanz. Für die Ölkrisenvorsorge ist das BMWi zuständig.

Für die Genehmigung und Aufsicht über Errichtung, Betrieb sowie Stilllegung und Demontage von Kernkraftwerken sind die Länder zuständig, die dabei unter Aufsicht des BMU stehen, das auch ein Weisungsrecht hat. Die Genehmigung von Transporten und die Zwischenlagerung von Kernbrennstoffen sowie die Errichtung und der Betrieb von Endlagern für radioaktive Abfälle gehören zu den Aufgaben des Bundesamtes für Strahlenschutz (BfS), einer Behörde im Geschäftsbereich des BMU. Die Länder haben in diesen Bereichen eine Aufsichtsfunktion.

Für die Administration des Emissionshandels und die Genehmigung von JI-(Joint Implementation) und CDM-(Clean Development Mechanism) Klimaschutzprojekten im Rahmen der flexiblen Instrumente des Kyoto-Protokolls ist die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt (UBA) zuständig. Die Immissionsschutzbehörden der Länder sind zuständig für die Treibhausgas-Emissionsgenehmigungen, da diese in die immissionsschutzrechtliche Genehmigung integriert sind. Die Länderbehörden sind zudem zuständig für alle Fragen der Emissionsüberwachung und -berichterstattung.

Als Kompetenzzentrum für Energieeffizienz und regenerative Energien wurde die Deutsche Energie-Agentur (dena) gegründet. Gesellschafter der dena sind zu gleichen Teilen der Bund und die KfW-Bankengruppe (Kreditanstalt für Wiederaufbau).

Die zentrale geowissenschaftliche Beratungsinstitution der Bundesregierung ist die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR). Sie gehört zum Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMW) und berät die Bundesregierung hinsichtlich der regionalen und quantitativen weltweiten Verfügbarkeit von Energierohstoffen (vor allem Erdöl, Erdgas, Kernbrennstoffe und Kohle). Staatliche Behörden mit wichtiger Beratungsfunktion sind auch das Statistische Bundesamt (StBA) und die statistischen Landesämter, die Aufgaben nach dem Energiestatistikgesetz wahrnehmen. Die Mineralölstatistik wird vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) erhoben. Ebenfalls im Bereich Statistik tätig ist die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB), die von Verbänden der Energiewirtschaft und wissenschaftlichen Instituten gebildet und vom StBA begleitet wird. Sie erstellt im Auftrag des BMW die nationale Energiebilanz für Deutschland.

INTERNATIONALE FÜHRUNGSROLLE

Die Bundesrepublik hatte während der ersten sechs Monate des Jahres 2007 die Ratspräsidentschaft der Europäischen Union (EU) inne. Gleichzeitig präsidiert sie während des ganzen Jahres 2007 auch die G8-Gruppe – Deutschland, Frankreich, Italien, Japan, Kanada, Russland, Vereinigtes Königreich und Vereinigte Staaten –, auf die zusammen rd. 65% der Weltwirtschaft entfallen. Bei beiden Präsidentschaften stellte Deutschland Fragen der Energiepolitik ganz oben auf die Prioritätenliste, darunter insbesondere die Verbesserung der Funktionsweise der Strom- und Gasbinnenmärkte, der Ausbau einer kostenwirksamen Nutzung erneuerbarer Energien, die Steigerung der Energieeffizienz und die Energieaußenbeziehungen der EU.

Im Rahmen ihrer EU-Ratspräsidentschaft engagiert sich die Bundesrepublik für eine Überarbeitung der EU-Richtlinie zur Energieverbrauchskennzeichnung, die Verringerung von Standby-Verlusten, die Festlegung von Zielen für Heizen und Kühlen mit erneuerbaren Energien und eine Aktualisierung der EU-weiten Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2020.

Im Kontext ihrer G8-Präsidentschaft setzt die Bundesrepublik die Anstrengungen im Bereich Energieeffizienz fort, die auf dem G8-Treffen im französischen Évian eingeleitet und 2005 im schottischen Gleneagles sowie 2007 beim Treffen in Sankt Petersburg (Russland) weitergeführt wurden; sie setzt dabei den Akzent besonders auf den Gebäude- und Verkehrsbereich.

ENTSCHEIDENDE ENERGIEPOLITISCHE MASSNAHMEN

Zu den wichtigsten Änderungen in der deutschen Energiepolitik seit der letzten Deutschlandprüfung gehören die Neugestaltung des Energiewirtschaftsrechts im Jahr 2005, mit der eine Regulierungsstelle für die Netzindustrien (BNetzA) eingerichtet wurde, der Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien und die Festlegung neuer Ziele für die Energieeffizienz. Darüber hinaus wurde ein neues Energieforschungsprogramm gestartet, das mit einem höheren FuE-Etat ausgestattet wurde. Außerdem wird derzeit an einem energiepolitischen Gesamtkonzept gearbeitet, das Orientierungshilfen für Deutschlands Energiepolitik der kommenden Jahrzehnte liefern wird.

ENERGIEPOLITISCHE ZIELE

Ziel der deutschen Energiepolitik ist es, Versorgungssicherheit, tragbare Energiekosten sowie wirksamen Umwelt- und Klimaschutz in effizienter Weise miteinander zu verknüpfen. Ein wesentliches Prinzip der deutschen Energiepolitik ist die Eigenverantwortung der Marktteilnehmer. So liegen z.B. Investitionsentscheidungen ausschließlich in der Hand der privaten Energieversorger. Die Bundesregierung ist jedoch der Überzeugung, dass es zu den Aufgaben des Staats gehört, Rahmenbedingungen so zu setzen, dass die Marktkräfte auch zu einem gesamtwirtschaftlich sinnvollen Ergebnis führen. Zu diesen Rahmenbedingungen gehören die Regulierung natürlicher Monopole (wie der Strom- und Gasnetze), die Entwicklung marktwirtschaftlicher Instrumente des Klimaschutzes (darunter der Emissionshandel) oder die Förderung bestimmter Technologien, die noch nicht die Marktreife erreicht haben (z.B. erneuerbare Energien).

KERNENERGIEAUSSTIEG

1999 beschloss die damalige Bundesregierung den Ausstieg aus der Kernenergie. In der Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom Juni 2001 sowie der darauf basierenden Atomgesetznovelle vom April 2002 wurden die Bedingungen für die geordnete Beendigung der Nutzung der Kernenergie zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität festgelegt. Durch die Atomgesetznovelle vom April 2002 wurde der Kernenergieausstieg gesetzlich geregelt. Kernstück der Regelung ist eine Befristung der Nutzung der in Deutschland vorhandenen Kernkraftwerke zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität. Dabei wurde für jedes Kernkraftwerk eine noch zu produzierende Reststrommenge in der Weise festgelegt, dass die produzierte Gesamtstrommenge einer durchschnittlichen Laufzeit von 32 Jahren entspricht. Hat ein Kernkraftwerk seine vereinbarte Strommenge – unter

Berücksichtigung der möglichen Strommengenübertragungen zwischen den Anlagen – erzeugt, muss es abgeschaltet werden. Bislang wurden zwei Kernkraftwerke vom Netz genommen: Stade (672 MW) im Jahr 2004 und Obrigheim (357 MW) im Jahr 2005. Nach überschlägigen Berechnungen dürften etwa bis 2022 alle Kernkraftwerke in Deutschland den Betrieb eingestellt haben. Da die gesetzliche Regelung Strommengenübertragungen zwischen den Anlagen erlaubt, lässt sich eine genaue Prognose der Abschalttermine für einzelne Anlagen nicht treffen.

Da die drei Parteien, die derzeit die Regierung bilden, in Bezug auf die Nutzung der Kernenergie unterschiedliche Auffassungen vertreten, enthält ihre im November 2005 geschlossene Koalitionsvereinbarung eine Sprachregelung, die Änderungen der Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen sowie der Novelle des Atomgesetzes über den Ausstieg aus der Kernenergie unmöglich macht.

Insgesamt bestehen in weiten Teilen der deutschen Bevölkerung starke Vorbehalte, was eine fortgesetzte Nutzung der Kernenergie in Deutschland anbelangt. Laut Eurobarometer, einer regelmäßig durchgeführten Meinungsumfrage der EU, würde allerdings ein großer Teil der Personen, die derzeit gegen Kernenergie sind, sie als Teil des Energiemix des Landes akzeptieren, wenn das Problem der radioaktiven Abfälle gelöst wäre³. Die Regierungsparteien haben in ihrer Koalitionsvereinbarung die Absicht bekundet, in der Frage der Endlagerung radioaktiver Abfälle, einschließlich hochaktiver Abfälle und abgebrannter Brennelemente, noch in der laufenden Legislaturperiode zu einer Lösung zu gelangen.

ENERGIEGIPFEL UND ENERGIEPOLITISCHES GESAMTKONZEPT

Nach Ansicht der Bundesregierung ist es wichtig, dass die marktrelevanten und politischen Rahmenbedingungen den Marktteilnehmern eine längerfristige Orientierung für ihre Investitionsentscheidungen geben. Unter anderem deshalb beabsichtigt die Bundesregierung, in der zweiten Jahreshälfte 2007 ein energiepolitisches Gesamtkonzept mit einer Perspektive bis 2020 vorzulegen.

Zur Unterstützung dieses energiepolitischen Gesamtkonzepts hat die Bundesregierung eine Reihe von Energiegipfeln zwischen April 2006 und Ende Juni 2007 geplant. Bei diesen Spitzentreffen sollen Vertreter der Energiewirtschaft, der industriellen und privaten Verbraucher, der Gewerkschaften, der Forschung sowie der Umweltverbände Vorschläge erarbeiten, die als Bausteine für das energiepolitische Gesamtkonzept

3. Eurobarometer, *Radioaktive Abfälle*, S. 30, Juni 2005; verfügbar unter: [//ec.europa.eu/energy/nuclear/waste/doc/2005_06_nuclear_waste_de.pdf](http://ec.europa.eu/energy/nuclear/waste/doc/2005_06_nuclear_waste_de.pdf).

dienen können. Zur Vorbereitung dieser Treffen wurden drei Arbeitsgruppen eingesetzt, die sich jeweils mit internationalen Aspekten, nationalen Aspekten sowie Forschung und Energieeffizienz befassen.

KLIMASCHUTZ UND UMWELTPOLITISCHE ZIELE UND MASSNAHMEN

Im Rahmen des Kyoto-Protokolls und der EU-Lastenteilungsvereinbarung erklärte sich die Bundesrepublik bereit, ihre Emissionen gegenüber dem Niveau von 1990 um 21% zu senken⁴, und sie scheint auf gutem Kurs, dieses Ziel zu erreichen. Zusätzlich zu diesem internationalen Ziel verpflichtete sich Deutschland auf das Ziel der Europäischen Union, bis 2010 4,2% des PEV durch erneuerbare Energien zu decken, das bereits 2006 übertroffen wurde. Deutschland ist auch auf gutem Weg, das eigene Ziel, die Erzeugung von 12,5% des Stroms mittels erneuerbarer Energien bis 2010, zu erreichen. Darüber hinaus hat sich die Bundesregierung noch als eigenes Ziel gesetzt, die Energieproduktivität, d.h. die Wirtschaftsleistung je Energieeinheit, zwischen 1990 und 2020 zu verdoppeln. Dies ist ein anspruchsvolles Ziel, zu dessen Verwirklichung die zwischen 1990 und 2005 verzeichnete jährliche Steigerungsrate von 1,8% fast verdoppelt werden müsste.

Die rasche Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland war deren Förderung durch gestaffelte Einspeisevergütungen zu verdanken. Die in der differenziert ausgestalteten Einspeisevergütungsregelung festgelegten garantierten Einspeisetarife reichen von nur 3,78 Cent/kWh für Biomasse bis zu immerhin 56,8 Cent/kWh für Photovoltaik und gelten im Allgemeinen für zwanzig Jahre. Die Einspeisevergütungen sind so angesetzt, dass für alle Technologien gleiche Rahmenbedingungen geschaffen werden: Die Entscheidung für die Investition in die eine oder andere erneuerbare Energietechnologie soll in Bezug auf die Höhe des Gewinns neutral sein. Für alle Technologien (außer für Kleinwasserkraftwerke) wurden zudem jährliche Degressionsraten zwischen 1% und 5% festgelegt, so dass die in den kommenden Jahren ans Netz gehenden Anlagen nach und nach geringere Vergütungssätze erhalten werden, womit dem technologischen und marktbezogenen Lernprozess Rechnung getragen werden soll. Das entsprechende Programm ist im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geregelt, dem zufolge die Einspeisevergütungsregelung alle vier Jahre überprüft werden muss, um sicherzustellen, dass es nicht zu einer Überförderung einzelner Technologien kommt.

4. Den Ländern ist freigestellt, ob sie die Senkung ihrer Emissionen an Fluorkohlenwasserstoffen (FKW), Perfluorkohlenstoffen (PFC) und Schwefelhexafluorid (SF₆) im Vergleich zu dem Niveau von 1990 oder von 1995 messen.

Der erste im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems (EU-ETS) verabschiedete nationale Allokationsplan (NAP) beinhaltete sehr großzügige CO₂-Emissionsgenehmigungen für Kohlekraftwerke und sonstige Energieanlagen, was z.T. der unzureichenden Qualität der Daten zuzuschreiben war. Aus der Erfahrung mit dem ersten Allokationsplan wurde gelernt, und so sah der vor kurzem vorgelegte Vorschlag für den zweiten nationalen Allokationsplan ein etwas weniger großzügiges Emissionsbudget für Kohlekraftwerke vor; Energieanlagen sollten kostenlose CO₂-Zertifikate im Umfang von 85% ihrer Emissionen im Zeitraum 2000-2005 zugeteilt werden. Was neue Anbieter anbelangt, garantierte der Vorschlag für alle Neuanlagen, gleich welcher Technologie, auch für Kohlekraftwerke, eine umfangreiche kostenfreie Zuteilung von Emissionszertifikaten für 14 Jahre bzw. für bestimmte Anlagen sogar für längere Zeiträume. Um die CO₂-Kosten energieintensiver Industrien zu mindern, die im internationalen Wettbewerb mit Ländern stehen, in denen keine Ziele für die Verringerung des CO₂-Ausstoßes gelten, sah der Vorschlag für sie künftig weniger strenge Erfüllungsfaktoren vor. Im November 2006 entschied die Europäische Kommission jedoch, dass Deutschland seinen nationalen Allokationsplan überarbeiten müsse, um die Gesamtzuteilungsmenge zu reduzieren. Die Bundesrepublik kündigte daraufhin an, dass sie beabsichtige, das vorgeschlagene Allokationssystem für den Energiesektor zu überarbeiten und Energieeffizienz-Benchmarks einzuführen.

Die Maßnahmen der deutschen Klimaschutzpolitik und insbesondere das im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems festgelegte CO₂-Gesamtbudget (Cap) für den Energiesektor und die energieintensiven Industrien sowie das Nationale Klimaschutzprogramm für alle anderen Treibhausgase emittierenden Sektoren sollen gewährleisten, dass Deutschland sein Kyoto-Reduktionsziel und die mit der Lastenteilungsvereinbarung der EU eingegangenen Verpflichtungen einhält. Laut Prognosen und Projektionen der Bundesregierung sowie unabhängigen Studien der IEA und der Europäischen Energie-Agentur wird Deutschland seine Ziele durch inländische Maßnahmen erfüllen können, ohne auf nationaler Ebene auf die flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls – *joint implementation* (JI) und *clean development mechanism* (CDM) – zurückgreifen zu müssen. Bei JI und CDM handelt es sich um marktgerechte Instrumente zur Verringerung der Gesamtkosten der CO₂-Emissionsenkung sowie zur Verbreitung von Projekten und Technologien zur CO₂-Vermeidung in anderen Ländern. Deutschland beteiligt sich jedoch an zwei öffentlich-privaten CO₂-Fonds (der von der NEFCO getragenen *Testing Ground Facility* der BASREC und dem KfW-Klimaschutzfonds), um diese in ihrer Anlaufphase zu unterstützen und den Anstoß für ein größeres Engagement des privaten Sektors zu geben. Abgesehen davon wird Deutschland den Teilnehmern am EU-Emissionshandel auch gestatten, für bis zu 20% ihrer CO₂-Emissionen auf die flexiblen Mechanismen zurückzugreifen.

STRUKTUR, AUFSICHT UND REFORM DER STROM- UND GASMÄRKTE

MARKTSTRUKTUR

Strommarkt

Vier Unternehmen beherrschen den deutschen Elektrizitätsmarkt, E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall (die großen vier Verbundunternehmen). Sie verfügen zusammen über 70% der Kapazitäten und erzeugen drei Viertel des Stroms. Es gibt keinen unabhängigen Systembetreiber. Stattdessen betreiben die großen Vier ihre eigenen Übertragungsnetze, zu denen sie Dritten Zugang⁵ gewähren müssen. Die großen Vier haben auch eine beherrschende Stellung auf den Stromeinzelhandels- und -verteilungsmärkten, u.a. durch Überkreuzbeteiligungen an den Stadtwerken. RWE und E.ON kontrollieren zusammen 70% des Hochspannungsnetzes und 50% der Mittel- und Niederspannungsnetze. Diese vertikal integrierten Unternehmen sind verpflichtet, ihre Liefer- und Handelsaktivitäten gesellschaftsrechtlich von ihren Monopolaktivitäten, d.h. Übertragung und Verteilung, zu trennen.

Erdgasmarkt

Fünf Unternehmen kontrollieren in Deutschland das Hochdruckleitungssystem (E.ON Ruhrgas, Wingas, VNG/Ontras, BEB und RWE). Insgesamt sind aber 750 örtliche Gasunternehmen in kommunalen Konzessionsgebieten tätig. In den meisten Fällen befinden sie sich in gemeinsamem Besitz der jeweiligen Kommunen und der oben genannten Großunternehmen. Seit Februar 2006 ist ein Entry-Exit-Modell für den Zugang Dritter zu den Transportnetzen vorgeschrieben, die deutschen Gasnetzbetreiber arbeiten jedoch immer noch an der Umsetzung eines funktionsfähigen Systems, was dadurch erschwert wird, dass die meisten Eigentümer der Leitungen finanziell von in der Gasversorgung tätigen Unternehmen abhängig sind. Die BNetzA hat sich in einem Beschluss gegen das derzeitige System entschieden, weshalb weitere Änderungen vorgenommen werden müssen, was im Folgenden erläutert wird.

-
5. In den Vereinigten Staaten, Australien und einigen anderen Ländern läuft das Modell des „Netzzugangs Dritter“ (*Third party access* – TPA) in der Regel unter der Bezeichnung *Open access*. Dieses System gewährt allen Marktteilnehmern diskriminierungsfreien und transparenten Zugang zur Transportinfrastruktur, unabhängig davon, wer Eigentümer oder Betreiber der Leitungsnetze ist.

MARKTAUFSICHT

Die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes von 2005 sollte die Wettbewerbsbedingungen auf den deutschen Strom- und Gasmärkten verbessern. Strom- und Gasnetzbetreiber unterliegen jetzt der Regulierung durch die neu eingerichtete Bundesnetzagentur (BNetzA) und die Regulierungsbehörden der Bundesländer. Aufgabe der Netzbetreiber ist es u.a. auch, einen diskriminierungsfreien Zugang zu den Netzen sicherzustellen.

Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur wurde im Juli 2005 zur Regulierung aller Netzindustrien in Deutschland eingerichtet (d.h. des Strom-, Gas-, Telekommunikations- und Postmarkts sowie seit dem 1. Januar 2006 auch des Schienenverkehrs). Das Hauptaugenmerk der Regulierungsstelle galt zu Beginn den Netzentgelten, die gegenwärtig einer Ex-ante-Regulierung unterliegen. Die geltenden Regelungen verlangen, dass die Netzbetreiber Dritten Zugang zu ihren Netzen gewähren, und ermöglichen es den Kunden, sich an die BNetzA zu wenden, um vom Regulierer genehmigte Tarife zu erhalten. 2006 zwang die BNetzA viele große Strom- und Gasunternehmen, ihre Netztarife um 6-28% zu senken. Nachdem die BNetzA 2006 einen Bericht vorlegte, in dem ein Konzept für eine Ex-ante-Anreizregulierung vorgeschlagen wird, arbeitet das BMWi nun am Entwurf einer entsprechenden Rechtsordnung.

Der Vorschlag der BNetzA beinhaltet einen zweistufigen Prozess zur vollständigen Implementierung der Ex-ante-Anreizregulierung. Die erste Stufe besteht in der Einrichtung einer Erlösobergrenze, die erhebliche Differenzen bei der wirtschaftlichen Effizienz der verschiedenen Netzbetreiber innerhalb Deutschlands sowie, in Bezug auf die Transportnetze, im Vergleich zu Benchmarking-Studien aus dem Ausland verringern soll. Durch die Erlösobergrenze würden die Gesamteinnahmen der Netzbetreiber beschränkt. Progressiv gestaltete X-Faktoren, mit denen die Erlösobergrenze abgesenkt wird, würden dabei eine Berücksichtigung der erwarteten Effizienzsteigerungen ermöglichen. Die zweite Stufe sieht die Einführung einer kenngrößenorientierten Regulierung vor, bei der die Netzbetreiber entsprechend ihrer Leistung im Vergleich zu ihren Wettbewerbern „belohnt“ würden.

Zu den Aufgaben der Bundesnetzagentur gehört die Aufsicht über die Umsetzung der Entflechtungsbestimmungen gemäß dem EnWG, dem neuen Energiewirtschaftsgesetz von 2005. Wenn Übertragungsnetz- und Verteilungsnetzbetreiber in vertikal integrierten Unternehmen zusammengeschlossen sind, muss (durch eine rechtliche und funktionelle Entflechtung) sichergestellt werden, dass sie von den anderen Tätigkeitsbereichen, die nicht mit dem Betrieb der Übertragungs- oder Verteilungs-

netze zusammenhängen (z.B. Energieerzeugung, Lieferung, Handel), unabhängig sind. Verteilungsnetzbetreiber haben mit der Umsetzung dieser Entflechtungsaufgaben noch bis zum 1. Juli 2007 Zeit, während integrierte Gas- und Stromunternehmen mit weniger als 100 000 angeschlossenen Kunden von der Verpflichtung zur rechtlichen und funktionellen Entflechtung ganz ausgenommen sind. Zusätzlich zu den gesetzlich vorgesehenen Maßnahmen zur rechtlichen und funktionellen Entflechtung müssen die Strom- und Gasunternehmen in ihrer internen Rechnungslegung auch getrennte Konten für die Übertragungs- und die Verteilungsaktivitäten führen (buchhalterische Entflechtung). Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber müssen ferner durch Maßnahmen zur Sicherung der Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen eine informationelle Entflechtung vornehmen. Das EnWG gestattet keine Ausnahmen von der Verpflichtung zur buchhalterischen und informationellen Entflechtung.

Die BNetzA befasst sich inzwischen auch mit der Reform der Gasmärkte. Im Oktober 2006 hätte ein Entry-Exit-Modell für den Zugang Dritter zum Transportnetz, das nur jeweils einen Ein- und einen Ausspeisevertrag erfordert, in Kraft treten sollen. Die Branche implementierte und verwendete jedoch ein anderes System, das optionale Einzelbuchungsmodell, das sich in der Praxis nicht stark von dem vorherigen Punkt-zu-Punkt-Modell mit Kommunalbriefmarke unterschied. Im November 2006 erklärte die BNetzA das Einzelbuchungsmodell für rechtswidrig, und verlangte von den Netzbetreibern, bis April bzw. Oktober 2007 – je nach Zeitpunkt des Abschlusses der jeweiligen Netzzugangsverträge – ein reines Entry-Exit-Modell umzusetzen. Das Entry-Exit-Modell sollte ursprünglich auf 19 Marktgebieten beruhen, die inzwischen aber auf 17 reduziert wurden. Die BNetzA führt derzeit Konsultationen mit den Marktteilnehmern durch, um zu einer weiteren Verringerung der Zahl der Marktgebiete auf freiwilliger Basis zu gelangen. Sollten diese Konsultationen scheitern, wird die BNetzA wahrscheinlich ein formelles Verfahren eröffnen. Nuon Deutschland, ein neuer Anbieter auf dem Energiemarkt, wandte sich in einem Antrag gegen die zu hohe Zahl der Marktzone, die BNetzA lehnte eine entsprechende Reduzierung in ihrem Beschluss vom November 2006 jedoch ab, weil der Vorschlag von Nuon ihrer Ansicht nach kaum in einer Verringerung der Zahl der Zonen resultiert hätte. Die effektive Ein- und Ausspeisung von Gas von einem Marktgebiet in ein anderes sowie die Belieferung der Endkunden stellte nach dem alten Modell ein zentrales logistisches Problem für neue Anbieter in Deutschland dar, mit dem sich der neue Beschluss nicht auseinandersetzte.

Die BNetzA führt gegenwärtig Schulungen für Compliance Officer von Energieunternehmen durch, um eine bessere Überwachung und Regelung der funktionellen Entflechtung, einschließlich der informationellen und operationellen Trennung, in vertikal integrierten Gas- und Stromunternehmen zu gewährleisten.

Bundeskartellamt

Das Bundeskartellamt ist für die Fusionskontrolle wie auch die Missbrauchsaufsicht zuständig. Derzeit werden Anstrengungen zur Ausdehnung der Befugnisse des Bundeskartellamts unternommen, um ihm die Untersuchung und Verfolgung von Fällen des Missbrauchs von Marktmacht zu erleichtern.

Das Bundeskartellamt befasst sich auch mit der Transparenz der Energiemärkte, weil es zu dem Schluss gekommen ist, dass ein größeres Maß an Information, z.B. über die Stromerzeugungskapazitäten, den Wettbewerb fördern kann.

VERSORGUNGSSICHERHEIT

Deutschlands einheimische Energieproduktion (einschließlich erneuerbare Energien und Kernkraft) erreichte 1985 einen Höhepunkt, als mit ihr fast 58% des Gesamtverbrauchs gedeckt werden konnten. Seitdem ist die Kohle-, Öl- und Erdgasförderung im Verhältnis zum Primärenergieverbrauch zurückgegangen, so dass die einheimische Gesamtproduktion inzwischen nur noch zur Sicherung von 40% der Energieversorgung ausreicht.

Obwohl der Ölanteil am PEV in Deutschland im Vergleich zu anderen IEA-Ländern relativ hoch ist, wird der Energiebedarf durch eine breite Palette verschiedener Energieträger gedeckt. Die Abhängigkeit vom Öl verringert sich, und ein erheblicher Teil der Energieversorgung wird über Kohle, Erdgas und Kernenergie gewährleistet. Zudem ist der Anteil der erneuerbaren Energieträger in den letzten Jahren rasch gestiegen, und die verschiedenen erneuerbaren Energien machen inzwischen zusammen rd. 5% des PEV aus, davon etwa drei Viertel nachwachsende Brennstoffe und Abfälle.

KOHLE

Deutschland verfügt über reichliche Braun- und Steinkohlevorräte, allerdings muss die Steinkohlenförderung stark subventioniert werden, weil sie auf dem Weltmarkt nicht konkurrenzfähig ist. Wenn diese Beihilfen auslaufen und mehr Förderstätten stillgelegt werden, wird es Deutschland leicht möglich sein, die dadurch entstehende Lücke durch Einkäufe auf wettbewerblichen internationalen Märkten für Steinkohle zu schließen.

ERDÖL

Deutschland ist stark abhängig von Ölimporten – nur 3,7% der Ölversorgung stammen aus der heimischen Förderung, und dieser Anteil geht weiter zurück. Als Mitglied der IEA ist Deutschland verpflichtet, strategische

Vorräte im Umfang der Nettoöleinfuhren von 90 Tagen zu halten, und Deutschlands Reserven sind nie unter dieses Niveau gesunken. Dadurch wird die Wirksamkeit gemeinsamer Aktionen der IEA-Mitgliedstaaten bei Versorgungsstörungen gewährleistet, wie dies z.B. mit der Freigabe der Vorräte nach den Hurrikanen Katrina und Rita im Jahr 2005 geschah.

ERDGAS

Da weniger als ein Fünftel des Erdgasaufkommens aus der heimischen Förderung stammt, ist Deutschland zur Deckung des Großteils seines Bedarfs von Importen aus fünf Ländern abhängig. Über 40% davon liefert das russische Unternehmen Gazprom. In den letzten Jahren ist dieser Anteil zudem gestiegen. Weil eine der Importpipelines durch die Ukraine verläuft (die andere geht durch Belarus), wurde Deutschland im Januar 2006 von dem Gasstreit zwischen Russland und der Ukraine in Mitleidenschaft gezogen. 2010 soll die Nord-Stream-Pipeline ans Netz gehen, die durch die Ostsee direkt von Russland nach Deutschland führt, womit eine weitere Transitroute für Gasimporte zur Verfügung stehen wird; dadurch dürfte sich die Abhängigkeit Deutschlands von russischem Erdgas allerdings weiter erhöhen. Wingas (ein Gemeinschaftsunternehmen von Wintershall und Gazprom) baut derzeit zwei große unterirdische Gasspeicher, einen im deutschen Rheden und einen in Haidach an der deutsch-österreichischen Grenze in Zusammenarbeit mit einem österreichischen Unternehmen, der RAG. Diese beiden Gasspeicher werden zu den größten Europas gehören.

STROM

2005 verfügte Deutschland über 132,3 Gigawatt (GW) installierte Erzeugungskapazitäten, gegenüber 129,1 GW im Jahr 2004. Damit verfügt es über die größte installierte Leistung innerhalb der EU. Im Dezember 2005 wurde eine Höchstlast von fast 77 GW erreicht. Zu diesem Zeitpunkt stand noch eine verbleibende Leistung von 6 GW zur Verfügung, was auf ein ausreichendes Maß an Reserven schließen lässt. Die Daten zur Reservemarge lassen allerdings nur begrenzt Rückschlüsse auf die Versorgungssicherheit zu, insofern Deutschlands Stromnetz mit 11 Nachbarländern verbunden ist und Engpässe an den Grenzkuppelstellen die Importkapazitäten und damit auch Deutschlands Möglichkeiten beschränken, die Versorgungssicherheit über den Netzverbund mit den Nachbarländern zu verbessern. Laut Angaben der Stromunternehmen ist der Zubau von 40 GW neuen Kapazitäten geplant, wovon 20 GW auf erneuerbare Energien entfallen.

Im November 2006 führte die Abschaltung einer Übertragungsleitung im Nordwesten Deutschlands zu Stromausfällen, von denen am Ende 15 Millionen Stromkunden in verschiedenen Teilen Europas betroffen

waren. Anschließende Untersuchungen ergaben, dass die unzureichende Koordinierung zwischen den Betreibern benachbarter Stromnetze und die fehlende Kontrolle der automatischen Netztrennung und Wiederzuschaltung alter Windkraftanlagen als erschwerende Faktoren hinzu gekommen waren (wegen weiterer Informationen vgl. Kasten in Kapitel 9).

STEUERPOLITIK

Am 1. April 1999 trat in Deutschland die erste Stufe der ökologischen Steuerreform in Kraft. Mit dem dazu am 24. März 1999 verabschiedeten Gesetz zum Einstieg in die ökologische Steuerreform wurden die Mineralölsteuersätze auf Kraft- und Heizstoffe erhöht und die Stromsteuer eingeführt. Ein zweites Gesetz zur Fortführung der ökologischen Steuerreform vom 16. Dezember 1999 sah für 2000 bis 2003 in vier weiteren Stufen Erhöhungen der Mineralölsteuersätze auf Kraftstoffe sowie des Stromsteuersatzes jeweils zum 1. Januar vor. Zum 1. November 2001 wurde außerdem eine vom Schwefelgehalt abhängige Spreizung der Mineralölsteuersätze bei Benzin und Diesel eingeführt, wobei für schwefelarme Kraftstoffe ein niedrigerer Satz von 1,53 Cent/ℓ eingeführt wurde (dieser Satz, der zunächst für Kraftstoffe mit einem Schwefelgehalt bis 50 mg/kg angewandt wurde, gilt seit dem 1. Januar 2003 nur für Kraftstoffe mit einem Schwefelgehalt bis 10 mg/kg). Mit einem am 1. Januar 2003 in Kraft getretenen dritten Gesetz, dem Gesetz zur Fortentwicklung der ökologischen Steuerreform vom 23. Dezember 2002, wurde die fünfte Ökosteuersstufe modifiziert, u.a indem die Mineralölsteuersätze auf Erdgas, Flüssiggas (LPG) sowie schweres Heizöl angehoben wurden.

Ziel der ökologischen Steuerreform war es, den Faktor Energie durch eine steuerliche Verteuerung von Kraft- und Heizstoffen und Strom zu belasten und dadurch Anreize zum Energiesparen zu setzen. Mit der letzten Ökosteuersstufe im Jahr 2003 war das Projekt „Ökologische Steuerreform“ im Wesentlichen abgeschlossen. Mit dem am 1. August 2006 in Kraft getretenen Gesetz zur Neuregelung der Besteuerung von Energieerzeugnissen und zur Änderung des Stromsteuergesetzes vom 15. Juli 2006 wurde das bisherige Mineralölsteuergesetz durch ein grundlegend neu gestaltetes Energiesteuergesetz abgelöst und das Stromsteuerrecht geändert. Dabei wurden jedoch die bis dahin geltenden Regelsteuersätze nicht geändert, zum einen weil das durch die Maßnahmen im Rahmen der ökologischen Steuerreform erzielte Steueraufkommen weiterhin für alterssicherungs politische Mehrleistungen (insbesondere zur Beitragssatzentlastung) in der Rentenversicherung benötigt wird, und zum anderen weil die Bundesregierung weitere Steuererhöhungen angesichts der in der jüngsten Vergangenheit gestiegenen Energiepreise ausschließt.

Die Regelsteuersätze für die wichtigsten Energieerzeugnisse sind Tabelle 3 zu entnehmen.

Tabelle 3 **Steuersätze, Stand 1. Januar 2007**

Kraftstoffe	
Benzin	EUR 654.50/1 000 l
Diesel	EUR 470.40/1 000 l
Heizstoffe	
Heizöl	EUR 61.35/1 000 l
Flüssiggas	EUR 60.60/1 000 kg
Erdgas	EUR 5.50/MWh
Strom	EUR 20.50/MWh

Quelle: Von der Bundesregierung zur Verfügung gestellte Unterlagen.

Einige aus wirtschafts-, umwelt- oder sozialpolitischen Gründen geschaffene steuerliche Begünstigungen wurden im Rahmen der Modifizierung der 5. Ökosteuerebene teilweise zurückgeführt. Durch Initiativen zu einem breitangelegten Subventionsabbau erfolgten in den Jahren 2003 und 2004 weitere Kürzungen der Begünstigungen. Die wichtigsten Ausnahmeregelungen gelten für Heizstoffe und Strom, die durch Unternehmen des Produzierenden Gewerbes und der Land- und Forstwirtschaft verwendet werden; mit ihnen soll die unzureichende Harmonisierung der steuerlichen Rahmenbedingungen in der EU für im internationalen Wettbewerb stehende Unternehmen berücksichtigt werden. Die Land- und Forstwirtschaft erhält zusätzlich eine Steuerentlastung für zu land- und forstwirtschaftlichen Zwecken verwendeten Diesel („Agrardiesel“). Begünstigt sind auch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Erd- und Flüssiggas als Kraftstoff, der Schienenverkehr und der öffentliche Personennahverkehr sowie Biokraft- und Bioheizstoffe.

Der Bundesregierung ist daran gelegen, der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft auch bei der Energie- und Stromsteuer Rechnung zu tragen. Neben wettbewerbsfähigen Energiepreisen stehen die sichere Energieversorgung und der Klimaschutz im Vordergrund. Deshalb ist als weitere Maßnahme zum 1. Januar 2007 für die Mineralölwirtschaft die Verpflichtung eingeführt worden, einen gesetzlich bestimmten Mindestanteil an Biokraftstoffen (Biokraftstoffquote) in Verkehr zu bringen. Diesel muss bezogen auf den Energiegehalt durchschnittlich mindestens 4,4% Biodiesel und Benzin mindestens 1,2% Bioethanol enthalten. Die Biokraftstoffquote ersetzt weitgehend die Steuerbegünstigung der Biokraftstoffe und leistet so einen Beitrag zum Subventionsabbau und zur Konsolidierung des Bundeshaushalts.

KRITISCHE ANALYSE

Die Bundesregierung hat seit der letzten IEA-Deutschlandprüfung 2002 erhebliche Fortschritte in ihrer Energiepolitik gemacht. Mit der Entscheidung zur Einrichtung einer Regulierungsstelle für die Netzindustrien, der Bundesnetzagentur (BNetzA), wurde nicht nur ein solides Fundament für die Entwicklung von echtem Wettbewerb auf den Strom- und Gasmärkten gelegt, sondern von der Bundesregierung auch ihr entschiedenes Engagement für eine sachgemäße Ausgestaltung und Regulierung der Energiemärkte zum Ausdruck gebracht. Wir begrüßen die Einrichtung der BNetzA: Starke, unabhängige Institutionen sind für die Entwicklung der Energiemärkte notwendig, weil sie dem Markt signalisieren, dass ein faires und stabiles Umfeld für Energieinvestitionen und Energiehandel gegeben ist, und damit den Marktzutritt neuer Anbieter sowie langfristige Investitionen fördern. Die bisherigen Aktionen der BNetzA machen deutlich, dass sie sich bereits an die schwere Aufgabe der Regulierung der Gas- und Stromnetze gemacht hat. Außerdem begrüßen wir die Anstrengungen zur Stärkung der Befugnisse des Bundeskartellamts. Die Aufdeckung und der Nachweis des Missbrauchs von Marktmacht auf den Energiemärkten ist bekanntlich ein äußerst schwieriges Unterfangen, und angesichts des hohen Grads der Konzentration der deutschen Gas- und Strommärkte bedarf es in besonderem Maße eines aufmerksamen und wirkungsvollen Monitorings und Vollzugs des Kartellrechts.

Im Bereich der erneuerbaren Energien gebührt Deutschland Anerkennung dafür, dass es sich ehrgeizige Ziele gesetzt hat, seine Zielvorgabe in Bezug auf den Anteil am Primärenergieverbrauch frühzeitig erreicht hat und auf gutem Weg ist, auch das Ziel für den Anteil an der Stromerzeugung zu realisieren. Wenn wir auch der Ansicht sind, dass Deutschland nun Anstrengungen unternehmen sollte, seine Klimaschutzpolitik insgesamt stärker zu koordinieren und kostenwirksamer zu gestalten, begrüßen wir doch das große Engagement der Bundesregierung für die Markteinführung erneuerbarer Energien. Deutschlands starke Förderung dieser Technologien trägt zur Beschleunigung ihrer Entwicklung und Reduzierung ihrer Kosten in allen Ländern bei.

Auf Grund der Unterstützung der Öffentlichkeit für die Beendigung der Nutzung der Kernenergie verabschiedete die damalige Bundesregierung 1999 ein Gesetz für einen dauerhaften Ausstieg aus der Kernenergie, das im Jahr 2000 in einer Vereinbarung mit den Kernkraftwerkseignern mündete. Eine Reihe von IEA-Ländern verfügt nicht über Kernkraftwerke oder hat den Ausstieg beschlossen, und die IEA ist sich vollauf bewusst, dass die Entscheidung für oder gegen Kernkraft eine politische Entscheidung der einzelnen Länder ist. Allerdings spielt die Kernkraft im derzeitigen Energiemix Deutschlands eine wichtige Rolle – auf sie entfallen 12% des Primärenergieverbrauchs und 27% der Stromerzeugung –, so

dass der Verzicht auf diesen Energieträger seinen Preis hat. Erstens handelt es sich bei den deutschen Kernkraftwerken um bereits abgeschriebene Anlagen, in denen zu geringen Betriebskosten Grundlaststrom erzeugt wird und von denen viele mehrere Jahrzehnte über die durchschnittliche Laufzeitbegrenzung von 32 Jahren hinaus sicher betrieben werden könnten. (In vielen Kernkraftwerken ist nach entsprechender Modernisierung ein sicherer Betrieb über die rechnerische Laufzeit hinaus möglich.) Im Kontext der deutschen Gesamtklimaschutzziele ist dabei noch wichtiger, dass bei der Stromerzeugung in Kernreaktoren keine Kohlendioxidemissionen entstehen. Schätzungen ergaben zwar, dass die gesamte Stromerzeugung aus den stillgelegten Reaktoren theoretisch durch eine Kombination von erneuerbaren Energien und Energieeffizienzsteigerungen ersetzt werden könnte, in der Praxis wird der Ausstieg aus der Kernenergie jedoch mit einer gewissen absoluten Zunahme der Emissionen verbunden sein, weil ein Teil der Versorgungslücke durch gas- und kohlebefeuerte Grundlastkraftwerke geschlossen werden muss. Auf Grund der Intermitenz der Windenergie müssen Windparks zudem durch Ausweichkapazitäten in Form anderer Technologien ergänzt werden, wahrscheinlich Kohle, aber auch Erdgas. Insgesamt wirkt sich der Verzicht auf die Kernenergie nachteilig auf die Versorgungssicherheit aus, weil er zwangsläufig die Abhängigkeit von auf dem Weltmarkt bezogenen Erdgasimporten erhöhen wird. Er wird Deutschland auch daran hindern, sein Potenzial zur CO₂-Emissionssenkung über die erste, bis 2012 laufende Kyoto-Verpflichtungsperiode hinaus voll auszuschöpfen.

Aus diesen Gründen empfehlen wir der Bundesregierung nachdrücklich, die Entscheidung für den Kernenergieausstieg zu überdenken. Dazu muss die Akzeptanz dieser Technologie in der Öffentlichkeit erhöht werden. Neuere Informationen über die öffentliche Einstellung zur Kernenergie zeigen, dass deren Akzeptanz in Deutschland, wie in vielen anderen Ländern, davon abhängig ist, ob es der Regierung gelingt, die Frage der Entsorgung der radioaktiven Abfälle zu klären. Wie in Kapitel 10 eingehender erörtert, ist die Absichtserklärung, dies vor Ende dieser Legislaturperiode zu tun, als positiver Schritt zu werten, weshalb die Bundesregierung bestärkt werden sollte, diesen Termin einzuhalten. Es bedarf einer fundierten Debatte mit der Öffentlichkeit über die Rolle der Kernenergie im deutschen Energiemix mit Blick auf die drei gleichrangigen Ziele Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit. Angesichts der Integration des europäischen Energiemarkts und des damit einhergehenden Stromhandels zwischen Ländern, deren Energieportfolios sich aus unterschiedlichen Energieträgern zusammensetzen, sollten sich die Bundesbürger der tatsächlichen Auswirkungen des Kernenergieausstiegs in Bezug auf die Sicherheits- und Umweltziele des Landes sowie auf Versorgungssicherheit und Wirtschaftswachstum bewusst sein.

Im Bereich der Marktreform konnte die IEA seit der letzten Deutschlandprüfung 2002 echte Fortschritte feststellen, insbesondere im Elektrizitätssektor, wo sich ein wettbewerblich verfasster Markt zu entwickeln beginnt. Auf Grund der Größe und strategischen Lage der deutschen Gas- und Strommärkte ist ihr Erfolg von zentraler Bedeutung für den Erfolg EU-weiter Märkte für Gas und Strom. Wie Neuseeland startete auch Deutschland die Liberalisierung zunächst, ohne eine starke Institution für die Überwachung und Regulierung der Energiemärkte einzurichten. Neuseeland hat hier vor kurzem einen Kurswechsel vollzogen und eine Regulierungsstelle für die Gas- und Strommärkte geschaffen, nachdem festgestellt worden war, dass es starker Institutionen bedarf, um faire und wettbewerbsoffene Märkte für alle Marktteilnehmer zu schaffen. Deutschland ist zu einem ähnlichen Schluss gelangt, was die Notwendigkeit einer Regulierungsstelle für den Energiesektor anbelangt. Wie bereits erwähnt, begrüßt die IEA die jüngst erfolgte Einrichtung einer Regulierungsstelle für den Energiesektor als unerlässliche Voraussetzung für einen gut funktionierenden Markt.

Nun sollte sich Deutschland der Gewährleistung eines offenen, diskriminierungsfreien Zugangs zu den Gas- und Stromnetzen zuwenden. Für den Strommarkt wurde in Deutschland 2005 die rechtliche und funktionelle Entflechtung vertikal integrierter Betreiber und Eigentümer von Übertragungsnetzen durchgesetzt, um die Netze – die Monopole darstellen – von den wettbewerblichen Teilen des Energiegeschäfts zu trennen, was das schwächste Instrument zur Erfüllung der Auflagen der EU-Energie Richtlinien ist. Die gesellschaftsrechtliche Entflechtung gestattet nur eine begrenzte Transparenz der Geschäftstätigkeit, womit es schwierig ist, sicherzustellen, dass die verschiedenen Aktivitäten streng in Vertraulichkeitsbereiche abgegrenzt sind („Chinese Walls“). Funktionierende „Chinese Walls“ sind nötig, um unbillige Informationsweitergaben oder Vorzugsbehandlungen zu verhindern. Die beherrschende Stellung der vier großen Stromunternehmen in der Übertragung, Verteilung und Erzeugung verstärkt diesen Mangel an Transparenz, weshalb es umso entscheidender darauf ankommt, einen diskriminierungsfreien Netzzugang für alle Marktteilnehmer und insbesondere neue Anbieter zu gewährleisten. Wir begrüßen daher die Einrichtung der BNetzA, die sich als Regulierungsstelle mit Netzzugang und Netzbetrieb befasst, sowie deren Anstrengungen zur genauen Überwachung und Durchsetzung der rechtlichen Entflechtung.

Mit der gesellschaftsrechtlichen Trennung der Übertragungsnetze allein kann zwar schon ein diskriminierungsfreier Netzzugang gewährleistet werden, ein umfassenderes Instrument hierzu, das trotzdem noch keine Eigentumstrennung erforderlich machen würde, wäre jedoch die Einrichtung eines unabhängigen Systembetreibers. Im Gegensatz zu Übertragungsnetzbetreibern, die gleichzeitig Eigentümer und Betreiber des Netzes sind, können unabhängige Systembetreiber die Übertragungs-

netze frei vom Einfluss der Netzeigentümer verwalten und betreiben, sind aber selbst nicht Eigentümer der Netze. Insbesondere im Elektrizitätsbereich ist es nicht möglich, in allen Situationen maßgebliche, genaue Regeln für den Netzbetrieb aufzustellen. Die Betreiber müssen bei der Steuerung der Netze häufig Entscheidungen zwischen verschiedenen Optionen treffen, und es ist unmöglich, diese Entscheidungskomponente im Netzbetrieb – wo die Entscheidungen jeweils mit unterschiedlichen Kosten und Nutzeffekten für die verschiedenen Betroffenen verbunden sind – ganz auszuschließen. Daher ist es das Beste, von vornherein sicherzustellen, dass sich die Netzbetreiber nicht mit einer verzerrten Anreizsituation konfrontiert sehen, die Einfluss auf ihre Entscheidungen haben könnte. Der unabhängige Systembetreiber ist ein vielerorts gewähltes Modell, z.B. im ganzen Osten der Vereinigten Staaten, in Schottland, in vielen kanadischen Provinzen sowie in Australien. Mit diesem Modell können solche Anreizverzerrungen im Netzbetrieb weitgehend beseitigt und für alle bereits existierenden und künftigen Marktteilnehmer wirklich gleiche Wettbewerbsbedingungen geschaffen werden⁶. Wir raten der Bundesrepublik stark dazu, auf dieses Modell umzusteigen, da es langfristig die Gewissheit schafft, dass alle Stromerzeuger gleichberechtigten Zugang zum Übertragungsnetz erhalten. Trotz der bestehenden rechtlichen und funktionellen Entflechtung bietet das derzeitige System – bei dem die marktbeherrschenden Unternehmen in der Stromerzeugung und im Einzelhandel Teil derselben Konzerne sind, die auch die Übertragungsnetze betreiben – potenziellen neuen Marktteilnehmern nicht das gleiche Maß an Sicherheit. Als Ergänzung zu den existierenden Auflagen für die gesellschaftsrechtliche Entflechtung arbeitet die Bundesregierung gegenwärtig an einer Verordnung, mit der der diskriminierungsfreie Netzzugang gefördert und die bestehenden Bedingungen für den Netzzugang Dritter gefestigt werden sollen.

Der eigentliche Auslöser für den europaweiten Stromausfall vom 4. November 2006 war zwar menschliches Versagen, sein Effekt wurde jedoch u.a. durch die mangelnde Abstimmung zwischen den benachbarten Übertragungsnetzen verstärkt. Der relativ rasche Wiederanschluss aller Kunden zeigte, dass die deutschen Netzbetreiber die von der UCTE (*Union for the Coordination of Transmission of Electricity*) ausgearbeiteten Verfahren für den Netzwiederaufbau erfolgreich umsetzen und dass diese Verfahren wirkungsvoll sind. Dennoch ist die IEA der Ansicht, dass mehr getan werden muss, um sicherzustellen, dass es erst gar nicht zu solchen Vorfällen kommen kann. Dies kann z.T. durch die Verringerung

6. Im Vergleich zu einem System mit eigentumsrechtlicher Trennung der Übertragungsnetze, d.h. einem System, bei dem der Übertragungsnetzbetreiber das Netz besitzt und betreibt, bestehen für einen unabhängigen Systembetreiber, der selbst nicht Eigentümer des Netzes ist, in gewisser Hinsicht größere Anreize, bestimmte Stromerzeugungen zu begünstigen, insbesondere in Bezug auf die Netzinvestitionskosten.

der Nahtstellen zwischen benachbarten Systemen erreicht werden. In Deutschland gibt es vier Übertragungsnetze, die jeweils von einem der vier großen Verbundunternehmen betrieben werden. Die Übertragungsnetze sind physisch miteinander verzahnt, der Betrieb ist jedoch getrennt; die vier Übertragungsnetzbetreiber sorgen für eine Abstimmung zwischen den verschiedenen Netzgebieten. Der Stromausfall machte jedoch die Grenzen der bestehenden Koordinierungsanstrengungen deutlich, sowohl zwischen Deutschland und den Nachbarländern als auch innerhalb Deutschlands zwischen den verschiedenen Netzgebieten. Durch die Umstellung von vier Übertragungsnetzbetreibern auf einen einzigen könnten die Probleme in Bezug auf die Zuverlässigkeit des Netzes verringert und der Wettbewerb stärker gefördert werden, weil die Marktteilnehmer ihre Tätigkeit nur mit einem einzigen Systembetreiber abstimmen müssten, wodurch sich die Transaktionskosten verringern würden. Obwohl die räumliche Ausdehnung der einzelnen Übertragungsnetze in Deutschland größer ist als in vielen anderen europäischen Ländern, raten wir der Bundesregierung auf längere Sicht zur Umstellung auf einen einzigen unabhängigen Systembetreiber, um die Zuverlässigkeit, den Wettbewerb und die Effizienz des Netzbetriebs zu steigern. Angesichts der raschen Entwicklung der Windkraftkapazitäten wächst die Notwendigkeit eines äußerst sorgfältig koordinierten Netzbetriebs, weil ein höherer Anteil an Windkraftkapazitäten in einem großen Marktgebiet besser bewältigt werden kann. Orientieren könnte sich Deutschland dabei am Beispiel der US-Atlantikstaaten, wo zahlreiche verschiedene Übertragungsnetze bei einem einzigen Systembetreiber, PJM, zusammengeführt wurden, oder an dem Australiens, wo die Verantwortung für sechs der Regelzonen des Landes einem einzigen Systembetreiber, NEMMCO, übertragen wurde.

Im Gassektor hat die Komplexität des deutschen Gastransportnetzes die Entwicklung eines gut funktionierenden Markts verhindert. Wir betrachten es daher als ein sehr ermutigendes Zeichen, dass die BNetzA das optionale Modell für die Buchung von Transportkapazitäten verworfen hat, und sind zuversichtlich, was die Umsetzung eines funktionierenden Entry-Exit-Modells in Deutschland im Jahr 2007 anbelangt. Allerdings sind wir besorgt darüber, dass die zahlreichen Regelzonen die Entwicklung echten Wettbewerbs behindern könnten, während die Frage der Organisation und Buchung der Transportkapazitäten bei den vielen verschiedenen Übertragungsunternehmen offen bleibt. Die Schaffung eines soliden Rahmens muss Priorität haben, damit sich der Gasmarkt so rasch wie möglich entwickeln kann. Wie auch im Stromsektor wäre ein unabhängiger Systembetreiber für den gesamten Gastransport, zumindest innerhalb der einzelnen Bilanzonen, am besten in der Lage, einen diskriminierungsfreien Zugang zu gewährleisten und die Buchung der Transportkapazitäten zu koordinieren, womit das Fundament für die Entwicklung eines wettbewerbsoffenen Gasmarkts gelegt würde.

Alles in allem wird die Verringerung der Komplexität der Transportnetze für Strom und Gas sowie die Sicherung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu diesen Netzen die fortgesetzte Entwicklung der Energiemärkte in Deutschland unterstützen. Damit werden auf beiden Märkten neue Anbieter Auftrieb erhalten, womit sich die Marktanteile der dominierenden Großunternehmen im Strom- und Gassektor verringern dürften.

Deutschland verfolgt ehrgeizige Ziele in der Klimaschutzpolitik, darunter auch sehr strenge langfristige Ziele für die Verringerung der CO₂-Emissionen. Die Bundesrepublik ist auf gutem Weg, ihr Kyoto-Ziel einer Verringerung der Treibhausgasemissionen bis 2012 um 21% gegenüber dem Niveau von 1990 zu erreichen, wenn auch zusätzliche Maßnahmen notwendig sind, um diese Vorgabe voll zu erfüllen. Der Ausstieg aus der Kernenergie erschwert dieses Unterfangen, insbesondere bei Berücksichtigung der anspruchsvollen langfristigen Ziele. Eine weitere Maßnahme, die nicht mit diesen Ambitionen in Einklang steht, ist die erste Fassung des zweiten nationalen Allokationsplans im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems, die relativ großzügige Bedingungen für die Zuteilung von Emissionsgenehmigungen für neue Kohlekraftwerke vorsieht. Dies steht im Widerspruch zu dem Ziel der Verringerung des CO₂-Ausstoßes, da Kohlekraftwerke wesentlich mehr CO₂ emittieren als mit anderen fossilen Brennstoffen, insbesondere Erdgas, befeuerte Anlagen. Das EU-Emissionshandelssystem sollte dazu verwendet werden, Anreize zur Verringerung des CO₂-Ausstoßes zu schaffen. Wenn aus Wettbewerbsgründen oder der Versorgungssicherheit wegen Anstrengungen zum Schutz und zur Förderung der Kohleverstromung unternommen werden, sollten dazu andere Instrumente als das Emissionshandelssystem eingesetzt werden. In Zukunft sollte Deutschland schließlich so weitgehend, wie dies im Rahmen des EU-Systems zulässig ist, auf die Versteigerung von CO₂-Emissionszertifikaten zurückgreifen, möglicherweise mit einem sogenannten *Revenue Recycling* (Wiederverwendung der Einnahmen). Da die Kosten der Emissionsgenehmigungen – die realen ebenso wie die Opportunitätskosten – aller Wahrscheinlichkeit nach weiterhin auf die Großhandelspreise übergewälzt werden, würde eine Versteigerung in Verbindung mit einem *Revenue Recycling*, durch das die Einnahmen direkt wieder den Kunden zufließen oder Steuerbelastungen ausgeglichen würden, dem Markt stärkere Anreize zur Umstellung auf kohlenstoffarme Energieträger bieten.

Durch marktgerechte Instrumente, wie die Emissionszertifikate des EU-Handelssystems, verringern sich die Kosten der Senkung der CO₂-Emissionen. Deshalb begrüßen wir es, dass die Bundesregierung den Umfang erhöht hat, in dem sich die Unternehmen an den flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls, dem Joint-Implementation- (JI) und dem Clean-Development-Mechanismus (CDM), beteiligen dürfen, um ihre Emissionsobergrenzen im EU-Handelssystem einhalten zu können, da diese Mechanismen ein kostengünstigeres Instrument zur Erfüllung

der Kyoto-Ziele darstellen und die Entwicklung eines internationalen Markts für Treibhausgasemissionssenkungen fördern.

Wir würdigen Deutschlands führende Rolle bei der Förderung der Markteinführung erneuerbarer Energien durch eine wirkungsvolle Einspeisevergütungspolitik, die langfristige Investitionssicherheit in diesem Bereich schafft. Bei der Nutzung erneuerbarer Energien wurden in Deutschland ganz klar große und rasche Fortschritte erzielt. In Zukunft wird man sich jedoch mit der Frage der Kosteneffizienz einer Förderung sämtlicher erneuerbaren Energien, auch der teuersten, wie der Photovoltaik, auseinandersetzen müssen. Bei Klimaschutzmaßnahmen sollte die Kostenwirksamkeit in der Tat in allen Bereichen zu einem entscheidenden Kriterium werden. Dazu muss beispielsweise sichergestellt werden, dass die verschiedenen Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien nicht nur miteinander verglichen, sondern auch anderen Politiken gegenübergestellt werden, mit denen dieselben Ziele erreicht werden können, z.B. Verbesserungen der Energieeffizienz. Die Einspeisevergütungen für Photovoltaik beinhalten beispielsweise eine Förderung, die um etwa 40 Cent/kWh über den durchschnittlichen Stromerzeugungskosten liegt. Dem Nutzen dieser Politik in Bezug auf die CO₂-Emissionsvermeidung stehen Kosten in Höhe von 1 000 Euro je Tonne vermiedener Kohlendioxidemissionen gegenüber (unter der Annahme, dass die Gasverstromung durch Photovoltaik ersetzt wird). Bei vielen Energieeffizienzverbesserungen liegen die CO₂-Vermeidungskosten demgegenüber im negativen Bereich; selbst bei relativ teuren Gebäudemodernisierungen zur Steigerung der Energieeffizienz sind die Kosten der Verringerung der CO₂-Emissionen 30- bis 50-mal geringer.

Die Energieeffizienz wurde von der Bundesregierung erneut zur Priorität erklärt. Es ist zu loben, dass Deutschland dieses Thema ganz oben auf seine Prioritätenliste gesetzt und seine Bedeutung insbesondere auch auf internationaler Ebene im Rahmen der derzeitigen deutschen EU- und G8-Präsidentschaft herausgestellt hat. Sehr ehrgeizig ist indessen das Ziel einer Verdopplung der Energieproduktivität zwischen 1990 und 2020, das einer jährlichen Erhöhung der Energieeffizienz um 3% bis 2020 im Vergleich zu dem seit 1990 beobachteten historischen Durchschnitt von jährlich 1,8% entspricht. Um zu einem realistischen Ziel zu werden, muss es auf eine solide Grundlage gestellt werden. Derzeit liegen kaum Informationen darüber vor, mit welchen Politiken und Maßnahmen dieses Ziel erreicht werden soll. Die Bundesregierung sollte sich bemühen, rasch im Einzelnen festzulegen, wie sie die Realisierung ihrer Zielvorgaben gewährleisten will.

EMPFEHLUNGEN

Die Bundesregierung sollte:

- *die Entscheidung für den Ausstieg aus der Kernenergie angesichts der ersten negativen Auswirkungen überdenken, die deren unveränderte Umsetzung in Bezug auf Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und CO₂-Emissionen haben könnte;*
- *den Wettbewerb im Elektrizitätssektor verbessern und den Wettbewerb auf den Gasmärkten durch folgende Maßnahmen ankurbeln:*
 - *Unterstützung der BNetzA, falls nötig durch eine weitere Ausdehnung ihrer Befugnisse, um es ihr zu ermöglichen, energisch auf eine effektive Umsetzung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu den Gas- und Stromnetzen hinzuwirken;*
 - *Schaffung eines wirklich unabhängigen Übertragungsnetzbetriebs, wozu die Einrichtung eines einzigen unabhängigen Systembetreibers in Erwägung gezogen werden sollte;*
 - *absolute Priorität für die Einrichtung eines Rahmens, der für echten Wettbewerb auf dem Gasmarkt sorgt;*
 - *Förderung des Marktzutritts neuer Anbieter auf den Strom- und Gasmärkten;*
 - *Weiterführung der vorgeschlagenen Nachbesserungen des Kartellgesetzes zur Bekämpfung des Missbrauchs von Marktmacht im Energiesektor.*
- *eine in sich schlüssige, umfassende Klimaschutzpolitik gewährleisten, und zwar durch:*
 - *einheitliche Signale für sämtliche kohlenstoffarme Formen der Energienutzung, unabhängig von der Technologie;*
 - *Vermeidung einer zu großzügigen Zuteilung von Emissionszertifikaten für kohlenstoffintensive Kraftwerke im Rahmen des neuen nationalen Allokationsplans; Förderung der Kohleverstromung durch andere Mittel als das EU-Emissionshandelssystem;*
 - *stärkere Nutzung von marktgerechten Instrumenten, wie handelbaren Emissionsrechten, Joint-Implementation- und Clean-Development-Mechanismen, um die Kosteneffizienz zu steigern;*
 - *Kosteneffizienz als entscheidendes Element des Programms zur Förderung erneuerbarer Energien, insbesondere durch eine Neubeurteilung der großzügigen Einspeisevergütungen für bestimmte Technologien, wie Photovoltaik.*

Deutschland hat sich im Rahmen des Kyoto-Protokolls dazu verpflichtet, seine Treibhausgasemissionen gegenüber dem Basisjahr 1990¹ um 21% zu senken. Den jüngsten Daten zufolge ist Deutschland auf dem Weg, dieses Ziel zu erreichen, obgleich es noch einiger zusätzlicher Maßnahmen bedarf. Im Rahmen des Emissionshandelssystems der Europäischen Union hat Deutschland jüngst seinen Nationalen Allokationsplan (NAP) mit den CO₂-Emissionsberechtigungen für die Industrie- und Energiewirtschaft vorgelegt; dieser sieht insbesondere eine langfristige Garantie der kostenlosen Zuteilung von Emissionszertifikaten für Neuanlagen vor. Jedoch hat die EU Korrekturen gefordert, um die Gesamtzahl der zugeordneten Emissionszertifikate zu reduzieren.

CO₂-EMISSIONSPROFILE

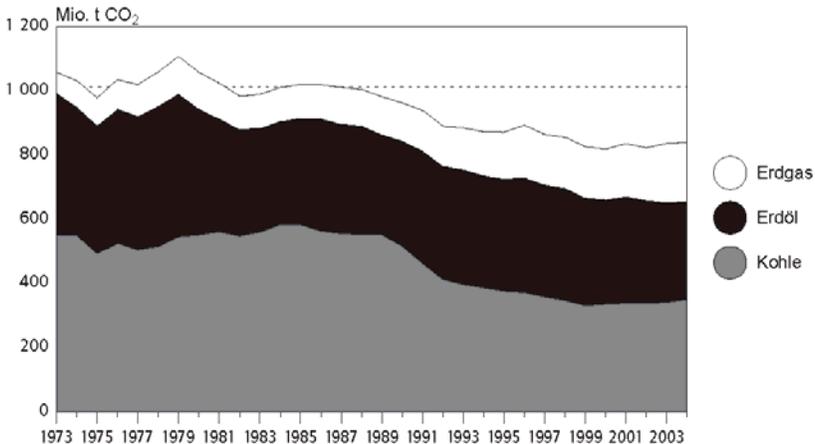
HISTORISCHE EMISSIONEN

Vor allem infolge der Umstrukturierung und Modernisierung der deutschen Wirtschaft nach der Wiedervereinigung, in erster Linie in den neuen Bundesländern, sind die energiebedingten CO₂-Emissionen zwischen 1990 und 2004 um über 12% gesunken (vgl. Abb. 6). Wie Tabelle 4 zu entnehmen ist, vollzog sich dieser Rückgang in den neunziger Jahren, als sich die Emissionen im Jahresdurchschnitt stetig um eine Rate von 1,5% verringerten. Trotz der globalen Emissionsminderungen zwischen 1990 und 2004 und der rückläufigen Entwicklung in den neunziger Jahren steigen die Emissionen seit dem Jahr 2000 wieder um jahresdurchschnittlich 0,6%.

Den Löwenanteil des seit 1990 verzeichneten Gesamtrückgangs macht die Reduktion der CO₂-Emissionen von Kohlekraftwerken aus, die sich seit 1990 um 32% verringert haben. Auch die Emissionen aus der Ölverbrennung sind in diesem Zeitraum um nahezu 7% gesunken. Allerdings wurde ein Teil dieses Rückgangs durch einen Anstieg der Emissionen aus der Erdgasverbrennung wettgemacht, die im selben Zeitraum um nahezu 57% zunahmen.

-
1. Es ist den Ländern überlassen, ob sie als Basisjahr für die Messungen der Emissionsreduktionen der Gase Fluorkohlenwasserstoff (HFC), Perfluorkohlenwasserstoff (PFC) und Schwefelhexafluorid (SF₆) das Jahr 1990 oder 1995 wählen.

Abbildung 6 CO₂-Emissionen nach Energieträgern*, 1973-2004



* Schätzungen nach dem IPCC-Sektoransatz.

Quelle: CO₂ Emissions from Fuel Combustion, IEA/OECD, Paris, 2007.

EMISSIONSPROJEKTIONEN

Laut Projektionen der Bundesregierung auf der Basis von Untersuchungen des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) und der Prognos AG von Mai 2005 dürften die energiebedingten CO₂-Emissionen zwischen 2004 und 2030 um weitere 18% sinken, wobei insbesondere von deutlichen Rückgängen der CO₂-Emissionen, einer geringfügigen Reduktion der durch die Ölverbrennung bedingten sowie einer leichten Zunahme der aus der Erdgasverbrennung resultierenden Emissionen ausgegangen wird.

KYOTO-ZIEL

Deutschland hat das Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (UNFCCC) vom 9. Dezember 1993 und auch das Kyoto-Protokoll vom 31. Mai 2002 ratifiziert. Gemäß dem Übereinkommen und der damit verbundenen EU-Lastenteilungsvereinbarung soll Deutschland seine Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2008-2012 gegenüber dem Stand im Basisjahr 1990 (und in manchen Fällen 1995) um 21% reduzieren. Dem jüngsten Bericht der Europäischen Umweltbehörde zufolge ist Deutschland auf dem Weg, dieses Ziel 2010 zu erreichen (sofern zusätzliche Politiken und Maßnahmen umgesetzt werden). Bis Ende 2004 hatte Deutschland seine gesamten Treibhausgasemissionen (unter Berücksichtigung aller sechs Treibhausgase) um 17,4%

Tabelle 4 **CO₂-Emissionen nach Energieträgern*, 1970-2030**

Einheit: Mio t CO ₂	Kohle	Erdöl	Erdgas	Nach- wachsende Brennstoffe und Abfälle	Insgesamt
1970	581	377	28	0	986
1980	552	391	115	3	1 061
1990	517	327	118	5	966
2000	336	325	158	8	827
2001	339	331	165	10	846
2002	339	319	165	9	833
2003	342	310	185	8	845
2004	351	304	185	8	849
2010	303	308	190	8	808
2020	281	283	198	8	770
2030	224	261	203	8	696
Veränderung (1990-2004)	-32.1%	-6.9%	56.6%	81.3%	-12.2%
Projizierte Veränderung (2004-2030)	-36.3%	-14.1%	9.7%	0.0%	-18.0%
Jahresdurchschnittliche Wachstumsrate (1990-2000)	-4.2%	-0.1%	3.0%	5.3%	-1.5%
Jahresdurchschnittliche Wachstumsrate (2000-2004)	1.1%	-1.6%	4.0%	1.9%	0.6%
Jahresdurchschnittliche Wachstumsrate (2004-2030)	-1.7%	-0.6%	0.4%	0.0%	-0.8%

* Schätzungen nach dem IPCC-Sektoransatz. Die Daten weichen von den Angaben in Tabelle 2 ab, da sich letztere auf die Variantenrechnung stützen.

Quelle: *CO₂ Emissions from Fuel Combustion*, IEA/OECD, Paris, 2007.

reduziert. Unter Einbeziehung der Effekte von Bodennutzungsveränderungen hatte Deutschland seine Emissionen gegenüber dem Referenzwert um 18,5% gesenkt.

KLIMASCHUTZPOLITIK

INSTITUTIONELLE REGELUNGEN

Die Klimaschutzpolitik fällt in die Verantwortung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Zum Zeitpunkt der Abfassung des vorliegenden Prüfberichts bestand in Deutschland eine große Koalition aus den beiden großen Volksparteien, der Christlich Demokratischen Union (CDU) und der Sozialdemokratischen Partei (SPD). Laut Koalitionsvereinbarung stellt die SPD die Leitung des BMU.

Die Bundesregierung richtete 1990 eine interministerielle Arbeitsgruppe „CO₂-Reduktion“ ein. Unter Vorsitz des BMU und Beteiligung von Vertretern zahlreicher Bundesministerien legte die Gruppe im Jahr 2000 ihr erstes *Nationales Klimaschutzprogramm* vor, das 2005 überarbeitet wurde.

POLITIKMASSNAHMEN UND ZIELE

Im Koalitionsvertrag von November 2005 ist vereinbart, dass Deutschland weiterhin seine führende Rolle im Klimaschutz wahrnimmt. In dem Vertrag wurden u.a. folgende Eckpunkte/Ziele zur Weiterentwicklung des *Nationalen Klimaschutzprogramms* festgelegt:

- Verdopplung der Energieproduktivität, eine Messgröße des Energieeinsatzes je BIP-Einheit, bis 2020 gegenüber 1990;
- Beschleunigung der energetischen Sanierung des Gebäudebestands;
- Modernisierung des Kraftwerksparks;
- Förderung des Ausbaus von dezentralen Kraftwerken und hocheffizienten KWK-Anlagen;
- Unterstützung der europäischen Initiativen zur Verbesserung der Energieeffizienz und zur Entwicklung eines europäischen Top-Runner-Programms für den Energieverbrauch;
- Fortführung und Verstärkung der Initiativen der Deutschen Energie-Agentur (dena) zur Energieeinsparung in den Bereichen Gebäude, Stromverbrauch (z.B. Leerlauf und Standby) und Verkehr;
- Entwicklung eines internationalen Klimaschutzabkommens bis 2009 für die Zeit nach 2012;
- Weiterentwicklung des Emissionshandels mit dem Ziel, diesen ökologisch und ökonomisch effizienter und das Zuteilungssystem transparenter und unbürokratischer zu gestalten;
- Erleichterung der Nutzung der flexiblen Mechanismen im Rahmen des Kyoto-Protokolls, um die Marktchancen der deutschen Industrie im Ausland zu stärken;
- Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2010 auf mindestens 12,5% und bis zum Jahr 2020 auf mindestens 20%.
- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch auf mindestens 4,2% bis zum Jahr 2010 und auf mindestens 10% bis zum Jahr 2020;
- für den Kraftstoffbereich besteht das Ziel einer mindestens 6,75%igen Abdeckung aus erneuerbaren Energien bis 2010.

MASSNAHMEN ZUR EMISSIONSREDUKTION

Um die in Kyoto eingegangene Verpflichtung voll und ganz zu erfüllen, wurde am 18. Oktober 2000 das *Nationale Klimaschutzprogramm* beschlossen, das ein Maßnahmenbündel mit insgesamt 64 Maßnahmen für sieben Sektoren umfasst: private Haushalte, Verkehr, Industrie, Energiewirtschaft, erneuerbare Energien, Abfallwirtschaft und Landwirtschaft. Ferner wurden sektorübergreifende Maßnahmen identifiziert und eingeleitet. Im Jahr 2005 veröffentlichte Deutschland sein überarbeitetes *Nationales Klimaschutzprogramm*, das Maßnahmen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen skizziert, unter besonderer Hervorhebung jener Sektoren und Bereiche, die derzeit im Emissionshandelssystem der Europäischen Union nicht erfasst sind; hierzu zählen auch die privaten Haushalte und der Verkehr.

EMISSIONSHANDEL

Ein Großteil der gesamten deutschen Emissionsreduktionen dürfte im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems (EU-ETS) erfolgen, das seit 2005 in Kraft ist. Im EU-ETS teilen die Länder unter Vorbehalt einer Genehmigung durch die EU ihren Energie- und Industrieanlagen Emissionszertifikate zu. Unternehmen, die die ihnen zugeteilten Emissionsrechte überschreiten, können am europäischen Emissionshandelmarkt neue Emissionszertifikate erwerben und Unternehmen, die auf Grund von geringen Emissionen überzählige Zertifikate haben, können diese am Markt verkaufen. In Deutschland macht der vom Emissionshandel erfasste Sektor, der den Großteil der Industrieanlagen und größeren Anlagen zur Stromerzeugung enthält, etwa 55% der gesamten CO₂-Emissionen aus.

Im Rahmen des im Juni 2006 von der Bundesregierung für die zweite EU-Handelsperiode verabschiedeten nationalen Allokationsplans (NAP II) für den Zeitraum 2008-2012 wurden sektorale Ziele definiert bzw. gegenüber dem ersten Nationalen Aktionsplan (NAP I) aktualisiert. Eine detaillierte Aufschlüsselung der Emissionsberechtigungen in beiden Plänen findet sich in Tabelle 5. Mit dem aktuellen Allokationsplan wird die Zahl der Emissionsberechtigungen um über 12% gesenkt. Insgesamt werden im zweiten Allokationsplan 7% weniger Emissionszertifikate zugeteilt; bei diesen Angaben sind die Emissionsberechtigungen für im ersten Allokationsplan unberücksichtigte Anlagen sowie Reserven für neue Kraftwerke am Markt enthalten. Im November 2006 billigte die Europäische Kommission den Gesamtplan Deutschlands, forderte aber eine Reduktion der Gesamtallokationen von 482 auf 453,1 Mio. t CO₂, d.h. um 6%. Ferner lehnte die Kommission, wie weiter unten dargelegt, gewisse langfristige Emissionszusagen ab.

Tabelle 5 **Nationale Allokationspläne, 2005-2012**

Einheit: Mio. t CO ₂ /Jahr	NAP I (2005-2007)	NAP II (2008-2012)	NAP II modifiziert (2008-2012)
Obergrenze für im NAP I erfasste Anlagen	495	456	425
Obergrenze für im NAP I nicht erfasste sonstige Anlagen	0	11	11
Reserve für potenzielle Neuanlagen	4	17	17
Gesamtobergrenze	499	482	453.1
Geschätzte Emissionen ohne EU-ETS Obergrenze	501	491.5	491.5
CO ₂ -Reduktion für den gesamten Energie- und Industriesektor	2	9.5	38.4

Quelle: Von der Bundesregierung zur Verfügung gestellte Unterlagen.

Die Emissionszertifikate werden anhand der historischen Emissionen einer Anlage im Basiszeitraum kostenlos zugeteilt (Grandfathering)². Am ersten nationalen Allokationsplan für Deutschland wurde die übermäßige Großzügigkeit gegenüber Kohlekraftwerken kritisiert. Im zweiten Allokationsplan senkte die Bundesregierung die zugeteilten Emissionszertifikate für Stromerzeugungsanlagen gegenüber Industrieanlagen. Anlagen im Verarbeitenden Gewerbe erhielten Emissionszertifikate für 98,75% der Ist-Emissionen im Zeitraum 2000-2005, während Anlagen der Energieerzeugung und -umwandlung mit Zertifikaten für 85% der Emissionsmenge aus dem Zeitraum 2000-2005 ausgestattet wurden (Kleinemittenten in beiden Tätigkeitsbereichen wurden Emissionsberechtigungen von 100% der Emissionen im Zeitraum 2000-2005 zugeteilt, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen Zertifikate für 98,75% ihrer Ist-Emissionen im Zeitraum 2000-2005). Bei diesen Allokationsfaktoren handelt es sich nicht um Kategoriedurchschnitte, sie sind für alle Anlagen identisch. Die Bundesregierung hat ferner beschlossen, dass Industrieanlagen, die internationalem Wettbewerbsdruck ausgesetzt sind, in Zukunft nur unerhebliche Reduktionen erzielen müssen.

Im der Europäischen Kommission vorgelegten Nationalen Allokationsplan wurden Emissionszertifikate für 14 Mio. t CO₂ einem Reservefonds für Neuanlagen zugeführt. Diese Emissionsberechtigungen würden die Gesamtheit der geschätzten Emissionen von Neuanlagen in den ersten 14 Jahren abdecken, ungeachtet der Kraftstoffquelle oder der verwendeten Technologie, bei einem Auslastungsgrad von 86%. Sie werden bis zu einer Höhe von 17 Mio. t CO₂ nach dem Windhundverfahren aus einem zu diesem Zweck eingerichteten Reservefonds zugeteilt; in dieser Reserve

2. In der zweiten Handelsperiode besteht am EU-ETS-Markt die Möglichkeit, bis zu 10% der Emissionsberechtigungen im Auktionsverfahren zu erwerben.

sind die kostenlosen Emissionsberechtigungen für einige geplante Neuanlagen bereits enthalten (einige davon für einen Zeitraum von mehr als 14 Jahren). Allerdings lehnte die Europäische Kommission die von Deutschland vorgesehene kostenlose Emissionszuteilung für alle Neuanlagen in den ersten 14 Betriebsjahren ab.

Im Rahmen des ersten nationalen Allokationsplans konnten die Vorteile der sogenannten flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls – *joint implementation* (JI) und *clean development mechanism* (CDM) – auf Grund technischer Grenzen nicht voll genutzt werden. Im Rahmen der JI- und CDM-Mechanismen können Länder bzw. Anlagen am internationalen Markt Emissionsberechtigungen bzw. Emissionsreduktionsgutschriften erwerben, die dann auf ihr Kyoto-Reduktionsziel angerechnet werden. Gemäß den Regelungen des zweiten nationalen Allokationsplans dürfen aber einzelne Anlagen, die ihr Emissionskontingent überschreiten, am JI/CDM-Markt jährlich Emissionszertifikate in Höhe von 20% ihrer ursprünglichen EU-ET-Allokation bzw. 90,62 Mio. t CO₂ erwerben (am EU-ETS-Markt können unbegrenzt Rechte zugekauft werden). Die 20%-Grenze ergibt sich aus dem Beschluss der Europäischen Kommission, die globale Emissionsobergrenze abzusenken; als Konzession an die Industrie wurde der Cap von 12% auf 20% angehoben. Die Bundesregierung selbst wird am JI-/CDM-Markt keine Emissionsberechtigungen erwerben, da sie davon ausgeht, mit den von ihr in Angriff genommenen Politiken und Maßnahmen ohne Rückgriff auf den internationalen Markt die Zielvorgaben voll erreichen zu können.

SONSTIGE SEKTOREN

Zusätzlich zu den Emissionsminderungen im Energie- und Industriesektor kommt es auch in den im Emissionshandel nicht erfassten Sektoren, die derzeit die übrigen 45% der CO₂-Emissionen in Deutschland verursachen, zu Reduktionen, wobei Kfz-Emissionen die größte einzelne Emissionsquelle darstellen. Zu diesen Sektoren gehören auch private Haushalte, Verkehr und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD).

Die Gesamtemissionen dieser Sektoren beliefen sich 1990 auf 378 Mio. t CO₂; um sein Kyoto-Ziel zu erreichen, hat sich Deutschland verpflichtet, die Emissionen in diesen Sektoren im Zeitraum 2008-2012 um 11,6% auf 334 Mio. t CO₂ pro Jahr zu reduzieren. Bisher sind die Emissionen um 9,8% gesunken. Folgende bereits umgesetzte Maßnahmen tragen in Deutschland zur Erreichung der Zielvorgaben in diesen Sektoren bei:

- ökologische Steuerreform, die Energie teurer und Arbeit billiger macht (wegen näherer Informationen vgl. Kapitel 2);
- Ausbau des öffentlichen Verkehrssystems (wegen näherer Informationen vgl. Kapitel 4);

- Förderung erneuerbarer Energien durch das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG und das Marktanzreizprogramm – MAP) (wegen näherer Informationen vgl. Kapitel 5);
- Ausbau und Modernisierung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) durch die Inkraftsetzung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWK-G) von April 2002 (wegen näherer Informationen vgl. Kapitel 4);
- Verbesserung der Energieeffizienz im Gebäudebereich durch klare und übersichtliche Bestimmungen, die Einführung von Energiezertifikaten, finanzielle Unterstützung von Energiespar- und sonstigen Maßnahmen. (Wegen näherer Informationen, vgl. Kapitel 4).

Zusammengenommen dürften diese Maßnahmen in Verbindung mit Aktionen, die einen geringeren Beitrag zur Emissionsminderung leisten, den Löwenanteil der Emissionsminderungen in Deutschland erbringen, die notwendig sind, damit Deutschland auch in den vom Emissionshandel nicht erfassten Sektoren seine Emissionsziele erreicht. Nach Auffassung der Bundesregierung sind aber einige zusätzliche Maßnahmen notwendig, um die volle Erfüllung der eingegangenen Verpflichtungen zu gewährleisten. Entsprechend wird sie, wie im *Nationalen Klimaschutzprogramm 2005* ausgeführt, weitere Aktionen in Angriff nehmen. Diese Maßnahmen mit quantifizierbaren Emissionsreduktionen sind in Tabelle 6 im Einzelnen dargelegt.

Zusätzlich zu den Maßnahmen mit quantifizierbaren Effekten werden im Verkehrssektor weitere Aktionen in Angriff genommen, deren Emissionsminderungseffekt nicht verlässlich berechnet werden kann. Die Bundesregierung geht auf der Basis konservativer Schätzungen davon aus, dass die Summe dieser Maßnahmen ausreichen wird, um die Zielsetzungen für den Zeitraum 2008-2012 zu erreichen. Unter anderem sind folgende Maßnahmen vorgesehen:

- Ausbau der Lkw-Maut zu einem echten *Road Pricing* mit örtlich und zeitlich unterschiedlichen Mautsätzen;
- Maßnahmen zur Beseitigung der durch unterschiedliche Wettbewerbspositionen bedingten Verzerrungen zwischen verschiedenen Verkehrsmitteln;
- Weiterentwicklung der von der Automobilindustrie eingegangenen Selbstverpflichtung zur Reduktion spezifischer CO₂-Emissionen von neu in den Verkehr gebrachten Fahrzeugen;
- Einführung neuer Motortypen und Maßnahmen zur Steigerung des Motorwirkungsgrads;
- verstärkter Einsatz von Verbrauchsanzeigen in Neufahrzeugen.

Tabelle 6 **Künftige Maßnahmen im nicht vom Emissionshandel erfassten Sektor mit quantifizierbaren Emissionsreduktionen**

Einheit: Mio. t CO ₂ /Jahr	Emissions- minderungspotenzial
Private Haushalte	
Öffentlichkeitsarbeit, Beratung, Innovation	0.7
Fördermaßnahmen	2.8
Ordnungsrechtliche Maßnahmen	0.4
Autonome Minderungseffekte (auf Grund höherer Energiepreise)	1.3-1.5
Zwischensumme	5.3
Verkehrssektor	
Steuerliche Anreize	1.5
Kraftstoffsubstitution	5.5
Informationskampagne zur Fahrweise	3
Zwischensumme	10
Insgesamt	15.3

Quelle: Von der Bundesregierung zur Verfügung gestellte Unterlagen.

KRITISCHE ANALYSE

Die deutsche Umweltpolitik ist in vielerlei Hinsicht sehr zu loben. So ist Deutschland auf dem besten Weg, sein anspruchsvolles Kyoto-Reduktionsziel von 21% zu erreichen, ein Ziel, von dessen Erfüllung viele andere IEA-Länder noch weit entfernt sind. Außerdem zeigt Deutschland durch seine über das Kyoto-Protokoll hinausgehenden Zielsetzungen im Bereich erneuerbarer Energien und Energieintensität seinen politischen Willen, in den Bereichen Emissionsreduktion und Klimaschutz echte Fortschritte zu erzielen. Aufbauend auf diesem Engagement vertritt die IEA die Auffassung, dass Deutschland durch einige Anpassungen bei bestehenden Maßnahmen sowie die Umsetzung einiger neuer Aktionen seine Ziele kostengünstiger erreichen und in Zukunft sogar noch ehrgeizigere Ziele verwirklichen könnte.

Deutschland stützt sich in seiner Strategie zur Erfüllung der Ziele auf zwei Pfeiler: die Reduktionen im Rahmen des EU-Emissionshandelsystems (EU-ETS) und Minderungen in den vom Emissionshandel nicht erfassten Sektoren Verkehr, private Haushalte und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, einschließlich sektorübergreifender Bereiche, so z.B. der Gebäudebereich. Die Bundesregierung ist um eine gerechte Lastenverteilung auf diese beiden Stützpfeiler bemüht, und wir raten dazu, die relative Belastung der vom Emissionshandel erfassten und nicht erfassten Sektoren auch weiterhin zu evaluieren und zu gewährleisten, dass

die CO₂-Reduktion in allen Sektoren auf die kosteneffizienteste Art und Weise erfolgt. Innerhalb jedes Sektors sollten die Belastungen gerecht auf die einzelnen Industriezweige und Bereiche verteilt sein.

Im ersten Nationalen Allokationsplan (NAP I) des EU-ETS teilte Deutschland den kohlebefeuerten Kraftwerken sehr großzügig bemessene CO₂-Emissionsberechtigungen zu, was die Anreize zur Nutzung weniger CO₂-intensiver Energiequellen minderte. Aufbauend auf den Erfahrungen mit dem NAP I wurde im NAP II angestrebt, die Schwachstellen im Allokationsmechanismus zu korrigieren. So würden fast alle Kraftwerke kostenlose Zuteilungen für 85% der Emissionsmenge aus dem Zeitraum 2000-2005 erhalten. Außerdem garantiert der NAP II die kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten für alle Neuanlagen aller Technologien, einschließlich Kohle. Um energieintensive Industriezweige, die im internationalen Wettbewerb mit Ländern konkurrieren, in denen keine CO₂-Reduktionsziele bestehen, von der allgemeinen Reduktionspflicht zu befreien, hat die Bundesregierung beschlossen, für diese Anlagen in Zukunft ein sehr niedriges Reduktionsziel anzusetzen.

Da es sich beim EU-ETS um ein Instrument zur Minderung der CO₂-Emissionen in europäischen Ländern handelt, sollten die Emissionszertifikate heute und in Zukunft derart zugeteilt werden, dass sie der Nutzung CO₂-intensiver Aktivitäten entgegenwirken. Einige Regelungen in der der Europäischen Kommission unterbreiteten Originalfassung des NAP II bezüglich der kostenlosen Zuteilung von Emissionszertifikaten für Neuanlagen über 14 Jahre – und für einige spezifische Anlagen noch länger – hätten diesem Ziel entgegengewirkt. Diese Strategie wäre dem Sinn und Zweck des EU-ETS zuwidergelaufen, namentlich der Förderung der Nutzung von CO₂-armen bzw. CO₂-freien Energiequellen, indem alle Energiequellen hinreichend CO₂-Emissionszertifikate erhalten hätten. Es ist zu loben, dass die Bundesregierung, wie von der Europäischen Kommission gefordert, diese Strategie überarbeitet hat, da sie ihre finanziell aufwendigen Anstrengungen zur Minderung der CO₂-Emissionen durch den Einsatz erneuerbarer Energien und Effizienzsteigerungen untergräbt. Bemühungen zum Schutz und zur Förderung der Stromproduktion aus Kohlekraftwerken zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sollten nicht im Rahmen des EU-ETS, sondern mittels anderer Instrumente erfolgen.

Die JI- und CDM-Mechanismen des Kyoto-Protokolls sind marktbasierende Mechanismen, mit denen die Gesamtkosten der CO₂-Emissionsminderung reduziert und die CO₂-Reduktionsprojekte und -technologien auf andere Länder ausgedehnt werden sollen. In dieser Hinsicht begrüßen wir es, dass die Bundesregierung den prozentualen Anteil aufgestockt hat, in dem die Unternehmen zur Erreichung der im Rahmen des EU-ETS festgesetzten Emissionsgrenzen auf JI-/CDM-Mechanismen zurückgreifen können. Im Vergleich zu anderen Ländern, wie Norwegen, Japan, Spanien,

Italien, die Niederlande und das Vereinigte Königreich, nutzt Deutschland die Vorteile dieser marktbasierenden Instrumente zur Reduktion der Treibhausgasemissionen nur verhältnismäßig wenig. Mit Blick auf die Zukunft sollte die Bundesregierung eine Ausdehnung der Nutzung von JI- und CDM-Mechanismen sowohl seitens des privaten Sektors, als auch für sich selbst ins Auge fassen, um die Einrichtung eines globalen Markts für kostenwirksame CO₂-Minderungen zu fördern und die Gesamtkosten für die Erfüllungskosten in Deutschland selbst zu senken.

Schließlich ermutigen wir die Regierung, CO₂-Emissionszertifikate künftig auf dem Auktionsweg zu vergeben. In Verbindung mit einer neuen Zweckbestimmung der Auktionseinnahmen – entweder zurück an den Staat zur Senkung des allgemeinen Steuerniveaus bzw. zur Finanzierung bestimmter Projekte oder aber direkt an den Kunden – würden Versteigerungen gewährleisten, dass alle Unternehmen, und nicht nur die Stromkunden, einen angemessenen finanziellen Beitrag für die von ihnen verursachten Treibhausgasemissionen leisten. Auch wenn diese Emissionszertifikate den Kraftwerken kostenlos zugeteilt wurden, wälzen die Betreiber die damit verbundenen Opportunitätskosten dennoch auf die Strompreise über (vgl. Kapitel 9 wegen einer Erörterung der Weitergabe der Kosten von Emissionsberechtigungen). Ein Auktionsverfahren in Verbindung mit einem geeigneten Einnahmen-Recycling würde auch dem Markt stärkere Anreize bieten, zu CO₂-armen bzw. CO₂-freien Energiequellen überzugehen.

EMPFEHLUNGEN

Die Bundesregierung sollte:

- *die garantierte kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten für Neuanlagen über 14 Jahre aufheben, wie von der Europäischen Kommission gefordert, da diese die Funktionsweise des Kohlenstoffmarkts verzerrt;*
- *die Umsetzung von JI- und CDM-Projekten fördern, da sich auf diesem Weg die Entwicklung eines Markts beschleunigen würde, über den die CO₂-Emissionen in Deutschland und weltweit kostengünstig gesenkt werden können;*
- *die Versteigerung künftiger Treibhausgasemissionszertifikate ins Auge fassen und die entsprechenden Einnahmen an den Staat oder die Kunden zurückfließen lassen, um Unternehmen mehr Anreize zum Einsatz CO₂-armer bzw. CO₂-freier Energiequellen zu bieten.*

Im Kontext der Umwelt- und Klimaschutzziele Deutschlands gewinnt die Energieeffizienz im energiepolitischen Gesamtkonzept des Landes an Bedeutung. Trotz der bereits raschen Steigerung der Energieintensität – Energieverbrauch je Einheit Wirtschaftsleistung – hat sich die Bundesregierung für 2020 ein ehrgeiziges Ziel gesetzt, das ohne zusätzliche Politiken und Maßnahmen nur schwer erreichbar ist. Im Mittelpunkt der Energieeffizienzpolitik des Landes stehen Industrie, Gebäudequalität und Kraftstoffverbrauch im Verkehrssektor.

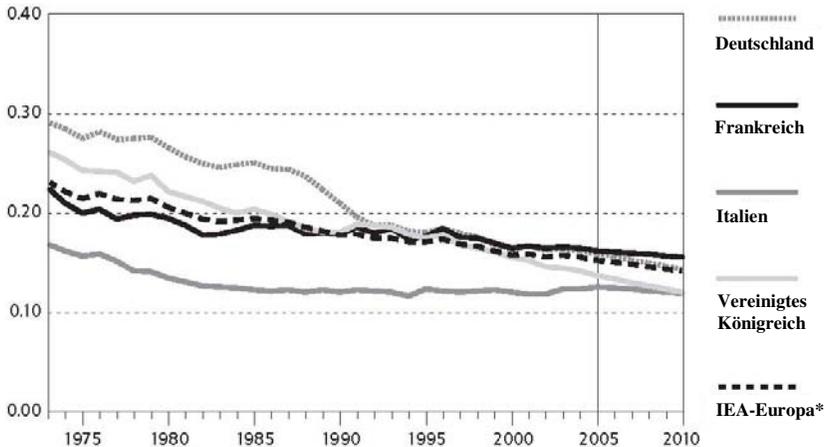
TRENDS IN DER ENERGIEEFFIZIENZ

Der Energieverbrauch ist in Deutschland seit vielen Jahren weitgehend stabil bzw. leicht sinkend. Nachdem der Verbrauch bereits 1979 ein Maximum erreichte, lag er 2005 bei 261 Mio. t RÖE und damit 3,3% unter dem Wert von 2004 (vgl. Abb. 4). Energieverbrauchsanstieg und Wirtschaftswachstum sind somit in Deutschland weitgehend entkoppelt. Hinsichtlich der gebräuchlichen Effizienzindikatoren für die Energienutzung schneidet Deutschland im internationalen Vergleich relativ günstig ab (vgl. Abb. 7). Bezogen auf die wirtschaftliche Leistung (BIP) liegt der spezifische Energieverbrauch – die Energieintensität – in Deutschland mit 0,16 t RÖE/US-\$ über dem Durchschnitt der IEA-Länder in Europa (0,15). Dabei hat sich die Energieintensität in Deutschland im Zeitablauf deutlich verbessert. Für den Zeitraum 1990-2005 ergibt sich eine durchschnittliche Effizienzsteigerung um 1,8% pro Jahr. Im internationalen Vergleich liegt Deutschland damit unter den Industrienationen in der Spitzengruppe. Ein Großteil der Verbesserungen ist dem geringeren Verbrauch im Verkehrssektor zu verdanken. Obgleich der Gesamt-Endenergieverbrauch (EEV) seit 2000 um 8% gestiegen ist, verzeichnet der absolute Energieverbrauch im Verkehrssektor einen Rückgang von nahezu 6%, eine Trendentwicklung, die nur in sehr wenigen IEA-Ländern beobachtet wurde. Zurückzuführen ist die Verbrauchsminderung neben den Effizienzverbesserungen auch auf den beschleunigten Umstieg von Benzin- auf Dieselfahrzeuge.

Auch künftig ist mit einer weiteren Verbesserung der Energieeffizienz zu rechnen. Nach der Einschätzung des Prognos Energiebericht IV wird der durchschnittliche spezifische Energieverbrauch je BIP-Einheit in der Variantenrechnung bis 2030 (vgl. Tabelle 2 in Kapitel 2) jährlich um 1,9% sinken.

Abbildung 7 Energieintensität in Deutschland und in anderen ausgewählten IEA-Ländern, 1973-2010

(t RÖE je Tsd. US-\$ zu Preisen und Wechselkursen von 2000)



* Zeitreihen ohne Luxemburg und Norwegen, da für diese Länder keine Prognosedaten verfügbar sind.

Quelle: *Energy Balances of OECD Countries*, IEA/OECD, Paris, 2006; *National Accounts of OECD countries*, OECD, Paris, 2007; und von der Bundesregierung zur Verfügung gestellte Unterlagen.

POLITIKEN UND MASSNAHMEN

ZIELE UND STRATEGIEN

Grundlage der Klimaschutzpolitik Deutschlands ist die Energieeffizienzpolitik des Landes, die in den letzten Jahren ganz besonders betont wurde. Im Koalitionsvertrag vom 11. November 2005 legten die Regierungsparteien folgende Ziele und Maßnahmen für die nationale Energieeffizienzpolitik fest:

- Steigerung der Energieeffizienz der Volkswirtschaft mit dem Ziel, bis 2020 eine Verdopplung der Energieproduktivität (eine Messgröße der BIP-Produktion je Einheit Energieeinsatz) gegenüber 1990 zu erreichen, was eine jährliche Effizienzsteigerung um 3% voraussetzt;
- Erhöhung des Fördervolumens des *CO₂-Gebäudesanierungsprogramms* auf mindestens 1,5 Mrd. Euro pro Jahr, Verbesserung von Wirksamkeit und Attraktivität des Programms (z.B. durch Umstellung auf Investitionszuschüsse, steuerliche Erleichterungen sowie Einbeziehung des Mietwohnungsbaus) und Einführung eines Gebäudeenergiepasses. Ziel dabei ist es, dass dadurch jedes Jahr 5% des Gebäudebestands vor Baujahr 1978 energetisch saniert werden;

- Modernisierung des Kraftwerksparks und Ausbau von dezentralen Kraftwerken und hocheffizienten KWK-Anlagen;
- Überprüfung der Fördersystematik des KWK-Gesetzes auf der Grundlage des kurzfristig vorzulegenden Monitoring-Berichts;
- Unterstützung der europäischen Initiativen zur Verbesserung der Energieeffizienz und Hinwirken auf ein europäisches Top-Runner-Programm;
- Fortführung und Verstärkung der Initiativen der Deutschen Energie-Agentur (dena) zur Energieeinsparung in den Bereichen Gebäude, Stromverbrauch (z.B. Standby) und Verkehr.

Die Bundesregierung erstellt gerade im Rahmen der EU-Energiedienstleistungsrichtlinie ein *Aktionsprogramm Energieeffizienz*, das im Juni 2007 veröffentlicht werden soll und eine umfassende Bestandsaufnahme sowie einen Fahrplan der Energieeffizienzpolitik der Bundesregierung enthält und im Einzelnen ausführt, wie die Bundesregierung ihre Zielsetzungen im Bereich der Energieproduktivität erreichen wird.

Deutschland ist außerdem bemüht, seinen zeitgleichen G8- und EU-Vorsitz 2007 zu nutzen, um die Energieeffizienz auf internationaler Ebene zu fördern. Im Rahmen der EU-Ratspräsidentschaft legt Deutschland den Schwerpunkt auf die Überarbeitung der EU-Richtlinie zur Energieverbrauchskennzeichnung von Haushaltsgeräten, den Standby-Verbrauch und weitere Bemühungen zur Steigerung der Gebäudeeffizienz. Im Rahmen des G8-Vorsitzes konzentriert Deutschland seine Anstrengungen auf die Energieeffizienz im Gebäude- und Verkehrssektor und den Einsatz sauberer fossiler Brennstoffe.

INDUSTRIESEKTOR

Freiwillige Vereinbarungen

Traditionell sind freiwillige Selbstverpflichtungen im Bereich der Industrie seit vielen Jahren das wesentliche Instrument zur Minderung der CO₂-Emissionen und damit in erheblichem Umfang auch zur Verbesserung der Energieeffizienz in diesem Sektor. In den aktualisierten Vereinbarungen von 1995, 1996, 2000 und 2002 wurden von Seiten der Industrie verschiedene Maßnahmen zur Reduktion der CO₂-Emissionen zugesagt, die häufig mit einer Steigerung der Energieeffizienz verbunden sind. Darüber hinaus ist mit der Einführung des Emissionshandelssystems der Europäischen Union (EU-ETS) ein zentraler Anreiz zur Erhöhung der Energieeffizienz geschaffen worden. Bei einigen Aspekten der freiwilligen Vereinbarungen geht es um Verbesserungen der Effizienz der dezentralen Stromerzeugung, insbesondere der Kraft-Wärme-Kopplung. Für weitere Informationen, auch zu den erwarteten Minderungen, vgl. den letzten Abschnitt zum Stromsektor.

Zuschüsse und Kredite

Zusätzliche Anreize zur Erhöhung der Energieeffizienz bzw. zur Realisierung von Energieeinsparungen im industriellen Sektor werden durch verschiedene informatorische und finanzielle Maßnahmen gesetzt, die häufig vor allem auf kleine und mittlere Unternehmen (KMU) zielen. Das *Umweltprogramm der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW)* stellt Kapital für Investitionen in Umweltschutzmaßnahmen zur Verfügung. Die niedrig verzinsten Kredite an KMU können als Ergänzung zum Umwelt- und Energie-sparprogramm im Rahmen des *European Recovery Programme* eingesetzt werden. Bis zu 100% der Investitionskosten für Energieeinsparmaßnahmen können durch Kombination beider Programme finanziert werden.

Die Förderung des Energieeinspar-Contractings ist in den vergangenen Jahren wesentlich verstärkt worden: u.a. sind bei der Ökosteuer Ausnahmeregelungen eingeführt worden, mit denen die weitere Verbreitung des Contractings unterstützt werden kann. Auf diesem Wege werden beispielsweise Blockheizkraftwerke als besonders häufiger Anwendungsfall bei industriellen Contracting-Lösungen steuerlich begünstigt. Auch die KfW fördert Contracting in ihren Programmen. Im Marktanreizprogramm des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit können Kontraktoren ebenfalls Förderanträge stellen.

Öffentlichkeitsarbeit und Beratung

Die Deutsche Energie-Agentur (dena) berät in einem Unterprojekt der Dachkampagne *Initiative Energieeffizienz* insbesondere KMU über effiziente Stromnutzung in Industrie und Gewerbe. Hierdurch soll in diesem Bereich das erhebliche Energieeffizienzpotenzial z.B. elektrischer Antriebsmaschinensysteme, wie etwa Pumpen und Ventilatoren, erschlossen werden.

PRIVATE HAUSHALTE UND GEWERBLICHE WIRTSCHAFT

Maßnahmen im Gebäudesektor

Der Gebäudebestand in Deutschland ist vor allem auf Grund der vergleichsweise zahlreichen Neubauten bereits relativ energieeffizient. Hinzu kommt, dass viele Gebäude in den neuen Bundesländern infolge der Bevölkerungsmigration aus dem Osten in den Westen leer stehen oder abgerissen worden sind. Deutschland verfügt überdies über strenge baurechtliche Bestimmungen – die derzeit gültigen Anforderungen überschreiten die der entsprechenden EU-Richtlinie über die Gesamteffizienz von Gebäuden mit einer Gesamtnutzfläche von über 1 000 m² und werden auch in den kommenden Jahren erheblich darüber liegen. Die auf

Bundesebene erlassenen Baugesetze müssen mindestens alle fünf Jahre einer Revision unterzogen werden. Dennoch sind verstärkte Anstrengungen zu Energieeinsparungen im Gebäudesektor ein Schwerpunkt des Koalitionsvertrags der Bundesregierung und zentrales Element des Klimaschutzprogramms. Zusammen mit den geplanten Steuerermäßigungen für Modernisierung und Instandhaltung in privaten Haushalten und der Bereitstellung von 120 Mio. Euro pro Jahr für die energetische Sanierung von Bundesbauten stehen für die energetische Gebäudesanierung jährlich 1,4 Mrd. Euro zur Verfügung.

EU-Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden

Wesentliche Elemente der EU-Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden wurden in Deutschland bereits in nationales Recht umgesetzt. Im Fall der Energieeffizienz wurden die gesetzlichen Vorschriften mit der Energieeinsparverordnung (EnEV) aus dem Jahr 2002, die 2004 nochmals an den technischen Fortschritt angepasst wurde, in nationales Recht übertragen. Das Immissionsschutzrecht wurde über die Erste Bundesimmissionsschutzverordnung eingeführt. Die berücksichtigten Elemente beziehen sich auf energetische Standards an Neubauten und wesentliche Änderungen bestehender Gebäude, Energieausweise für Neubauten und Inspektionen von Heizkesseln. Für die Umsetzung weiterer Elemente dieser EU-Richtlinie (insbesondere zur Berücksichtigung von Klimaanlage und Beleuchtung sowie die Einführung von Energieausweisen auch für bestimmte Bestandsgebäude) wurden im September 2005 durch die Novellierung des Energieeinspargesetzes die gesetzlichen Grundlagen geschaffen. Details dieser noch zu ergänzenden Bereiche werden in Kürze im Rahmen einer EnEV-Novelle geregelt.

Öffentlichkeitsarbeit und Konsultationen

Für eine wirksame Umsetzung der Maßnahmen im Gebäudebestand bedarf es weiterhin zusätzlich einer beratenden und finanziellen Flankierung. Neben den Beratungsaktivitäten insbesondere der Wirtschaft, Architekten und Ingenieure wird auch die Bundesregierung über die Deutsche Energie-Agentur (dena) die Öffentlichkeitsarbeit zum energiesparenden Bauen verstärken.

Der Verbraucherzentrale Bundesverband (VZBV) bietet in 400 großen Städten in allen Fragen hinsichtlich des wirtschaftlichen und effizienten Energieeinsatzes, einschließlich der Nutzung von erneuerbaren Energien, Energieberatungsdienste an, die hauptsächlich vom BMWi finanziert werden.

Weiter fördert das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie in Zusammenarbeit mit dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) u.a. die sogenannte Vor-Ort-Beratung als eine vertiefte Individualberatung am Objekt (u.a. Gebäude/Heizung). Im Rahmen einer intensiven

Beratung unter finanzieller Beteiligung des Beratungsempfängers werden im Altbaubereich nach vorangegangener Gebäuediagnose Vorschläge bzw. Maßnahmenpakete zur energetischen Optimierung von Wärmeschutz- und Heizungsanlagen einschließlich der möglichen Nutzung erneuerbarer Energien erstellt. Ein umfassender Beratungsbericht wird dem Verbraucher ausgehändigt und vom Energieberater erläutert. Energieberater sind Architekten und Ingenieure mit besonderen Fähigkeiten und Kenntnissen im Bereich der Energieberatung und Gebäudeenergieberater im Handwerk soweit sie selbst kein eigenes wirtschaftliches Interesse an bestimmten Investitionen haben (anbieterunabhängig und nicht im Handwerk tätig). Die Empfehlungen müssen dem neuesten Stand der Technik entsprechen und dienen daher der Markteinführung neuer Energieeinsparotechniken. Auch werden durch die angestoßenen Investitionen Handwerk sowie Handel gefördert.

Mit der Initiative *Klima sucht Schutz*, die vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit gefördert wird, wird Privatverbrauchern Hilfestellung bei der Beurteilung der Energieeffizienz ihrer Anwendungen gegeben, und es werden online Handlungsempfehlungen ausgesprochen. Wesentliche Elemente der Online-Kampagne sind: Heizcheck (Wärmeisolierung von Gebäuden), Best-practice-Datenbank für Elektrogeräte, Empfehlungen für optimale Heizungssysteme (Neubau/Austausch), Pumpencheck (Heizungspumpen) sowie ein Modernisierungsberater und ein Förderratgeber.

CO₂-Gebäudesanierungsprogramm

Die Zahl der Anträge auf Energieberatung ist von 1998 bis 2004 von 1 000 auf nahezu 7 000 angestiegen. Im Jahr 2005 wurden bis Mitte Oktober bereits 8 500 Anträge gestellt. Der starke Anstieg der Anträge dürfte neben den höheren Energiekosten auch auf die verstärkte Förderung energiesparender Maßnahmen durch verschiedene neu konzipierte Programme der Kreditanstalt für Wiederaufbau zurückzuführen sein (Programme Wohnraum modernisieren, Ökologisch Bauen und CO₂-Gebäudesanierungsprogramm). Für die energetische Sanierung bestehender Gebäude ist das seit Beginn 2006 neu konzipierte *CO₂-Gebäudesanierungsprogramm* von herausragender Bedeutung.

Die Bundesregierung hat die Mittel für das *KfW-CO₂-Gebäudesanierungsprogramm* für die Jahre 2006-2009 jährlich von rd. 360 Mio. Euro auf 1 Mrd. Euro aufgestockt. Das damit erzielbare Darlehensvolumen kann bis zu 17 Mrd. Euro betragen. Künftig wird das Programm nicht mehr – wie seit Neuauflage des Programms im Jahr 2001 – nur zinsverbilligte Darlehen umfassen, sondern auch spätestens nach Inkrafttreten des Bundeshaushalts Investitionszuschüsse.

Die bisherige Resonanz auf die Stärkung des *CO₂-Gebäudesanierungsprogramms* ist sehr positiv. Ende Mai 2006 waren in den energetisch relevanten Programmen für den Gebäudesektor Darlehen über mehr als 5 Mrd. Euro zugesagt worden, womit das Ergebnis des Gesamtjahres 2005 (rd. 2 Mrd. Euro insgesamt) um das 2,5-fache übertroffen wurde. Die inhaltliche Neuausrichtung des Programms unter Einschluss von Investitionszuschüssen wird gegenwärtig abgestimmt.

Haushaltsgerätestandards und -kennzeichnung

Die Umsetzung der EU-Richtlinie zur Energieverbrauchskennzeichnung von Haushaltsgeräten hat sich in Deutschland als großer Erfolg erwiesen, und die Bundesregierung nutzt derzeit die Vorteile ihres EU-Vorsitzes, um die EU-Richtlinie zur Energieverbrauchskennzeichnung für weiße Ware (größtenteils elektrische Küchen- und Waschgeräte für den Haushalt) zu überarbeiten und zu aktualisieren.

VERKEHRSSSEKTOR

Der Energieverbrauch im Verkehrssektor hat einen Anteil von 26% am gesamten Endenergieverbrauch (EEV) und ist nach einer deutlich steigenden Tendenz über mehrere Jahre seit Beginn des neuen Jahrzehnts rückläufig.

Um den Energieverbrauch im Verkehrssektor in umweltverträglicher und ressourcenschonender Weise zu kanalisieren, setzt die Bundesregierung ein breitgefächertes Maßnahmenpaket um, das neben Öffentlichkeitsarbeit und Informationskampagnen auch technische Aspekte, die Regulierungs- und Preispolitik sowie Investitionsmaßnahmen beinhaltet. Die Aktion konzentriert sich auf Anreizmechanismen zur Reduzierung der Verkehrsintensität und Steigerung der Energieeffizienz im Verkehrssektor; die technische Optimierung der Verkehrsmittel sowie Förderung alternativer Kraftstoffe und innovativer Antriebssysteme (Fahrzeugkomponenten einschließlich Motor und Getriebe).

Die Effizienzpotenziale im Straßenverkehr liegen insbesondere bei der Ausschöpfung der technischen Möglichkeiten zur Absenkung des spezifischen Kraftstoffverbrauchs der Pkw und Lkw. Die Ergebnisse einer internationalen Verkehrsstudie¹ gehen im Zeitraum 2002-2020 von beträchtlichen Effizienzsteigerungen im Kraftfahrzeugbereich aus. Beim Dieselmotor liegen die möglichen Effizienzsteigerungen zwischen 16% und 34%. Beim Otto-Motor wird eine Effizienzverbesserung von 13% bis 26% angenommen.

1. Well-to-wheels report, CONCAWE/EUCAR/JRC, März 2007 (Version 2c), verfügbar unter ies.jrc.cec.eu.int/wtw.html.

Seit dem Jahr 2000 werden die technischen Effizienzgewinne im Verkehrsbereich nicht mehr durch eine erhöhte Fahrleistung überkompensiert, was eine Trendwende mit Blick auf den Kraftstoffverbrauch verbunden mit einer entsprechenden Verminderung der Klimagasemissionen zur Folge hat. Dennoch sind die Wirkungen der bereits realisierten technischen Effizienzgewinne jeweils durch eine erhöhte Verkehrsleistung zu einem großen Teil ausgeglichen worden. Daher erstrecken sich die weiteren Maßnahmen nun auf die individuellen Nutzungsbedingungen (Mobilitätsverhalten), organisatorische Aspekte (Verkehrsflussmanagement) sowie auf verkehrsträgerübergreifende Maßnahmen zur Steigerung der Gesamteffizienz im Verkehrsbereich.

Deutschland ist das einzige IEA-Land, in dem es für die meisten Schnellstraßen, insbesondere die Autobahnen, keine generelle Geschwindigkeitsbegrenzung für Pkw gibt. Ein Großteil des Schnellstraßensystems unterliegt Geschwindigkeitsbegrenzungen und ist mit Verkehrsleitsystemen ausgestattet. Obwohl die Bundesregierung in der Vergangenheit die Einführung von Geschwindigkeitsbegrenzungen als Instrument zur Erhöhung der Sicherheit und Senkung des Energieverbrauchs und der CO₂-Emissionen erwogen hat, sind derartige Vorschläge für einen Kurswechsel sehr unpopulär, obgleich intern derzeit mehrere Optionen diskutiert werden.

Kraftstoffeinsparungsnormen und Energieverbrauchskennzeichnung

Die Kraftstoffeinsparungen der deutschen Fahrzeugflotte werden in erster Linie durch das freiwillige Abkommen der Industrie mit der EU bestimmt, dessen Ziel darin besteht, die durchschnittlichen CO₂-Emissionen neu angemeldeter Pkw bis 2008 auf 140 g/km zu verringern (der Einsatz von Biokraftstoffen kann z.T. auf dieses Ziel angerechnet werden). Im Jahr 2004 konnten die CO₂-Emissionen in Europa auf 161 g/km reduziert werden. Es ist aber unwahrscheinlich, dass alle in Deutschland bis 2008 verkauften Pkw den EU-Standard von 140 g/km erfüllen werden.

Im Rahmen dieses freiwilligen Abkommens wurde in Deutschland und anderen Ländern Europas erstmals die Kennzeichnung neuer zum Verkauf angebotener Personenkraftwagen mit Angaben zu Kraftstoffverbrauch und CO₂-Emissionen vorgenommen. Mit der Kennzeichnung, die in Deutschland durch die Pkw-Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung eingeführt wurde, erhält der Verbraucher ein Instrument, das ihm den unmittelbaren Vergleich verschiedener Fahrzeuge im Hinblick auf deren Energieeffizienz deutlich erleichtert. Die Kennzeichnung hat nach einem einheitlichen Muster zu erfolgen und muss Informationen über den Kraftstoffverbrauch und die CO₂-Emissionswerte ausweisen.

Gebührenpflichtige Straßen

Deutschland führte am 1. Januar 2005 auf den Autobahnen eine Lkw-Maut ein. Auch wenn die Maut weitgehend der verursachergerechten Anlastung der Wegekosten von in- und ausländischen Lkw und Erhöhung der Einnahmen zur Finanzierung der Verkehrswege dient, schafft sie gleichzeitig aber auch wirtschaftliche Anreize zum Betrieb von Lastkraftwagen mit neuesten Emissionsstandards.

Öffentlicher Verkehr

Täglich nutzen in Deutschland etwa 27 Millionen Passagiere öffentliche Verkehrsmittel, wodurch insgesamt etwa 19 Millionen einzelne Pkw-Fahrten verhindert werden. Im Jahr 2005 stieg die Nutzung öffentlicher Verkehrsmittel auf über 10 Milliarden Fahrten, eine Zunahme, die größtenteils dem einfacheren Zugang zu öffentlichen Verkehrsmitteln zu verdanken ist: 86% aller Haushalte sind weniger als 10 Fußminuten von der nächsten öffentlichen Verkehrshaltestelle entfernt.

STROMSEKTOR

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen können die Effizienz der Energieerzeugung steigern, machen mit 12% derzeit aber einen verhältnismäßig geringen Anteil der Stromerzeugung des Landes aus. Zur KWK-Förderung hat die Bundesregierung ein Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung, das sogenannte Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz verabschiedet, das am 19. März 2002 in Kraft trat und das frühere KWK-Gesetz ablöste. Es verfolgt nachstehende Ziele:

- Förderung des Betriebs (alter und neuer) Bestandsanlagen durch einen gesetzlich festgelegten, nach Anlagegröße und -kategorien gestaffelten finanziellen Zuschlag;
- Modernisierung von Bestandsanlagen; Inbetriebnahme der aufgerüsteten Anlagen spätestens am 31. Dezember 2005 bei gleichzeitiger Erfüllung einer Reihe sonstiger Anforderungen;
- zusätzlicher Bau kleiner KWK-Anlagen (bis zu 50 kW oder 50 kW bis 2 MW) und Brennstoffzellenanlagen, wobei der Zuschlag für Anlagen in der Kategorie 50 kW bis 2 MW degressiv ist und am 31. Dezember 2010 ausläuft; für kleine KWK bis zu 50 kW und Brennstoffzellenanlagen hingegen werden die Zuschläge für die Stromspeisung ab Dauerbetrieb der Anlage insgesamt über einen Zeitraum von zehn Jahren gewährt.

Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz ist Teil eines Bündels von Maßnahmen, auf das sich die Bundesregierung mit der deutschen Wirtschaft in der

Vereinbarung zur Minderung der CO₂-Emissionen und der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung geeinigt hat. Die Vereinbarung sieht eine Emissionsreduktion durch die Energiewirtschaft um insgesamt bis zu 45 Mio. t CO₂/Jahr bis zum Jahr 2010 vor. Dieser Betrag soll durch Erhalt, Modernisierung und Zubau von Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) mit einem Minderungsziel (Basis 1998) von 23 Mio. t CO₂/Jahr, jedenfalls nicht unter 20 Mio. t CO₂/Jahr in 2010, erreicht werden. Des Weiteren soll eine CO₂-Minderung bis zu 25 Mio. t bis zum Jahr 2010 über Maßnahmen in anderen Bereichen erfolgen. Bisher sind über 11 000 KWK-Anlagen im Rahmen des neuen Gesetzes zugelassen worden. Außerdem genießen KWK-Anlagen eine steuerliche Vorzugsbehandlung, da sie von der Mineralölsteuer befreit sind.

KRITISCHE ANALYSE

Mit dem G8-Vorsitz und der EU-Ratspräsidentschaft rückt Deutschland das Thema der Energieeffizienz in den Vordergrund der europäischen und internationalen Politik, eine Schwerpunktsetzung, die von der IEA begrüßt wird. Deutschland nimmt unter den IEA-Ländern in Bezug auf seine Energieproduktivität, d.h. den Energieverbrauch je Einheit Wirtschaftsleistung (gewöhnlich das BIP), eine Führungsposition ein, und dürfte dank dieser Pionierarbeit dazu beitragen, dass diese gute Energieeffizienzpolitik auf andere Länder übergreift. Ausgehend von seinen eigenen hohen Effizienzniveaus hat sich Deutschland ehrgeizige Ziele gesetzt, um seine Energieproduktivität bis 2020 gegenüber 1990 zu verdoppeln. Zur Erreichung dieses Ziels muss sich die Energieproduktivität bis 2020 jährlich um 3% erhöhen, die derzeitige Zuwachsrate beträgt seit 1990 zum Vergleich 1,8% pro Jahr. Wir sind uns darüber im Klaren, dass Zielsetzungen nicht nur hilfreich sind, weil sie Referenzgrößen bieten, an denen sich Veränderungen messen lassen, sondern auch, weil sie Impulse verleihen, um die Aufmerksamkeit des Staats auf effizienzsteigernde Maßnahmen zu lenken. Wir würdigen die ehrgeizigen Vorgaben der Bundesregierung, befürchten gleichzeitig aber auch, dass diese Ziele sehr schwer erreichbar sind. Die Energieeffizienz verbessert sich in Deutschland derzeit bereits in raschem Tempo, um die gesteckten Ziele zu erreichen, müssten die Effizienzsteigerungen aber noch beschleunigt werden. Wir raten der Bundesregierung zu einer Evaluierung der von ihr aufgestellten Energieeffizienzziele, um sicherzustellen, dass diese, verglichen mit den anderen Bemühungen des Landes, zugleich realistisch sind und den globalen Energie- und Umweltzielen Deutschlands kostenwirksam dienen. Zu diesem Zweck sollte das Aktionsprogramm Energieeffizienz, das die Bundesregierung derzeit ausarbeitet, so rasch wie möglich fertig gestellt werden. Es sollte neben den zur Erreichung des Energieproduktivitätsziels des Landes notwendigen Politiken und Maß-

nahmen auch Informationen über die Mess- und Evaluierungsmethoden der einschlägigen Fortschritte enthalten. Ferner sollte es u.U. sektorspezifische Ziele umfassen, die mit den globalen Zielvorgaben im Einklang stehen, sofern solche Sektorziele sachdienlich sind.

Der Gesamtenergieverbrauch im Verkehrssektor ist in Deutschland zurückgegangen, eine Trendentwicklung, die nur in wenigen IEA-Ländern beobachtet wurde. Aus kulturellen und politischen Gründen ist die Behandlung des Themas Energieeffizienz im Verkehrssektor indessen nach wie vor eine große Herausforderung. Deutschland ist beispielsweise das einzige westeuropäische Land ohne allgemeine Geschwindigkeitsbeschränkung für Pkw auf Autobahnen. Trotz der bereits rückläufigen Energienutzung bietet der Verkehrssektor Deutschland ein erhebliches Potenzial zur Steigerung der Energieeffizienz, Reduktion der CO₂-Emissionen und Erhöhung der Energiesicherheit. Aus diesen Gründen raten wir der Bundesregierung zu einer rigorosen Überprüfung ihrer verkehrspolitischen Maßnahmen und gegebenenfalls Einleitung strengerer Maßnahmen in Form von Mautgebühren und Geschwindigkeitsbegrenzungen zur Steigerung ihrer Verkehrseffizienz. Im Rahmen einer europaweiten freiwilligen Vereinbarung sind die Kfz-Hersteller klare Selbstverpflichtungen zur Reduktion der CO₂-Emissionen und Senkung des Pkw-Kraftstoffverbrauchs eingegangen. Obwohl der europäische Pkw-Flottenverbrauch dank dieser Strategie erheblich gesenkt werden konnte, steht derzeit nicht zu erwarten, dass die Kfz-Hersteller diese freiwillig eingegangene Verpflichtung erfüllen, so dass die Vorteile nicht voll zum Tragen kommen können. So dürften mittlerweile gesetzlich verbindliche Normen für Pkw notwendig sein, und Deutschland sollte bei der Förderung einer derartigen Politik auf EU-Ebene eine Führungsrolle übernehmen.

Eine höhere Energieeffizienz von Haushalts- und Bürogeräten kann die Erreichung der Effizienzziele Deutschlands voranbringen. Wir begrüßen die Anstrengungen des Landes zur Überarbeitung und Aktualisierung der EU-weiten Politik auf dem Gebiet der Energieverbrauchskennzeichnung und Normung und ermutigen die Bundesregierung darauf zu achten, dass die aktualisierten Energieverbrauchskennzeichnungsanforderungen für diese Geräte hinreichend transparent und die aktualisierten Energieverbrauchskennzeichnungsnormen auch unter Berücksichtigung der Kosteneffizienzkriterien ausreichend streng sind. Angesichts des prognostizierten Wachstums des Stromverbrauchs von elektronischen Geräten sollten Deutschland und andere Länder Maßnahmen in Erwägung ziehen, die auf diese Produkte abzielen. Dazu gehören auf EU-Ebene die Unterstützung für einen „horizontalen“ Ansatz in der Frage des Standby-Stromverbrauchs, bei dem der Energieverbrauch nach Kategorien und nicht nach einzelnen Geräten im Mittelpunkt steht, sowie inländische Maßnahmen wie staatliche Beschaffungsrichtlinien zu Gunsten energieeffizienter Geräte.

Wie in vielen IEA-Ländern bietet der Wohngebäudesektor auch in Deutschland sehr große Möglichkeiten zur Steigerung der Energieeffizienz. Auf Grund der verhältnismäßig zahlreichen Neubauten in Deutschland ist die Energieeffizienz des Gebäudebestands vergleichsweise gut. Hinzu kommt, dass viele energetisch sehr ineffiziente Gebäude infolge der Ost-West-Wanderung entweder leer stehen oder abgerissen worden sind. Außerdem sind die baugesetzlichen Bestimmungen in Deutschland sehr streng, die Anforderungen überschreiten derzeit bereits die entsprechende EU-Richtlinie und werden auch in absehbarer Zukunft darüber liegen. Wir sind beeindruckt von der großen Bedeutung, die Deutschland der Energieeffizienz in Gebäuden beimisst, und bestärken die Bundesregierung, an ihrer rigorosen, aber kostenwirksamen Überwachung und Umsetzung baugesetzlicher Bestimmungen festzuhalten, damit ihre Anstrengungen auch weiter voll zum Tragen kommen. Die Bundesregierung könnte auch Politiken und Maßnahmen untersuchen, um die Energieeffizienz von Bestandsgebäuden zu verbessern, so u.a. durch eine Ausdehnung der Informationskampagnen bzw. Verstärkung der Finanzierungsanreize, sofern die betreffenden Maßnahmen kostenwirksam sind.

Auf Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen entfällt trotz der Effizienzvorteile ein verhältnismäßig geringer Anteil des deutschen Stromportfolios (12% gegenüber einem Anteil von 52% in Dänemark und hohen Anteilen in Frankreich, Finnland und den Niederlanden). Die Bundesregierung ist um eine Erhöhung des KWK-Anteils durch einen gesetzlich festgelegten, nach Anlagengröße und -kategorien gestaffelten Zuschlag für KWK-Anlagen bemüht. Die Bundesregierung sollte gewährleisten, dass KWK-Anlagen kostenwirksam gefördert werden. Bei der Förderung von KWK-Anlagen sollten marktorientierte Mechanismen ins Auge gefasst werden, da diese langfristig einen stärkeren Abwärtsdruck auf die Kosten ausüben.

EMPFEHLUNGEN

Die Bundesregierung sollte:

- *das Aktionsprogramm Energieeffizienz ergänzen und umsetzen und in diesem Zusammenhang gewährleisten, dass der ausgewählte Katalog an Politiken und Maßnahmen Deutschland dabei helfen wird, seine Effizienzziele kostengünstig zu erreichen;*
- *die Aufstellung klarer und erreichbarer sektoraler Energieeffizienzziele, einschließlich von Etappenzielen, ins Auge fassen;*
- *mit der Ausarbeitung effektiver Maßnahmen zur Steigerung der Effizienz im Verkehrssektor fortfahren;*

- *die freiwilligen Vereinbarungen mit der Automobilindustrie überprüfen; die Übernahme der Vorreiterrolle bei den EU-Maßnahmen zur Einführung gesetzlich verbindlicher Normen in Fällen in Betracht ziehen, in denen sich Selbstverpflichtungen als ineffizient erwiesen haben;*
- *im EU-Kontext im Sinne der Kosteneffizienz auf eine Überarbeitung und Aktualisierung der Energieverbrauchskennzeichnung und -normen von Haushaltsgeräten, einschließlich des maximalen Standby-Verbrauchs, hinarbeiten;*
- *gewährleisten, dass die Förderung von KWK-Anlagen in der Größenordnung dem relativen Nutzen dieser Technologie entspricht und nicht überdimensioniert ist.*

Durch ehrgeizige Maßnahmen hat Deutschland den Anteil erneuerbarer Energien (EE) an seinem Energiemix drastisch erhöht, vor allem den der Biomasse im Strom- und Verkehrssektor sowie der Windkraft im Stromsektor. Die Bundesregierung hat die deutschen und europäischen Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien z.T. bereits übertroffen bzw. ist auf dem Wege, diese zu erreichen, und die Prognosen lassen für die Zukunft ein anhaltend starkes Wachstum erkennen.

ENERGIEERZEUGUNG

PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH

Wie aus Tabelle 7 ersichtlich, ist der Beitrag erneuerbarer Energien zur Energieversorgung kontinuierlich gestiegen, so dass ihr Anteil am Primärenergieverbrauch (PEV) 2005 4,6% ausmachte, womit Deutschland unter den IEA-Ländern an 16. Stelle rangierte. In absoluter Rechnung nimmt Deutschland mit 15,9 Mio. t RÖE unter den IEA-Ländern hinter den Vereinigten Staaten und Kanada den dritten Rang ein. Bei der Windenergie erreicht Deutschland mit 2,3 Mio. t RÖE absolut gesehen den höchsten Anteil unter allen IEA-Ländern. Der Windenergieanteil liegt in Deutschland um 52% höher als in den Vereinigten Staaten, die einen fünfeinhalbmal so großen PEV aufweisen wie Deutschland. Der Biomasseanteil Deutschlands ist in absoluter Rechnung der dritthöchste nach den Vereinigten Staaten und Kanada.

Seit dem Jahr 2000 hat sich die Versorgung mit erneuerbaren Energien in Deutschland um 75% erhöht, wobei eine jahresdurchschnittliche Zuwachsrate von nahezu 12% verzeichnet wurde. Einige Schätzungen gehen davon aus, dass sich das Wachstum erneuerbarer Energien zwar nicht mit einer jährlichen Zuwachsrate von 12% fortsetzen wird, sie bis zum Jahr 2030 aber weiter mit einer Jahresrate von 2,4% expandieren werden. Andere Schätzungen sagen für den Sektor der erneuerbaren Energien in den kommenden Jahrzehnten in absoluter Rechnung ein unverändert starkes Wachstum voraus und prognostizieren auch eine zunehmende Expansion erneuerbarer Energien auf dem Wärme- markt.

Tabelle 7 Verbrauch erneuerbarer Energien, 1970-2005

Einheit: Tsd. t RÖE	Bio- masse*	Wind	Wasser	Solar- thermie	Geo- thermie	Photo- voltaik	Gesamt EE	Gesamt (alle Energie- quellen)	Anteil der EE am PEV
1970	2 537	0	1 507	0	0	0	4 044	304 448	1.3%
1975	2 841	0	1 467	0	0	0	4 307	316 653	1.4%
1980	3 765	0	1 640	0	0	0	5 405	360 385	1.5%
1985	4 761	0	1 494	0	0	0	6 255	360 980	1.7%
1990	3 797	6	1 499	11	7	0	5 320	356 221	1.5%
1995	3 913	147	1 873	38	123	1	6 095	342 398	1.8%
2000	6 179	804	1 869	110	123	5	9 091	343 622	2.6%
2001	6 614	899	1 955	140	124	10	9 743	353 519	2.8%
2002	7 229	1 364	1 989	168	127	16	10 893	345 252	3.2%
2003	8 090	1 622	1 657	212	141	29	11 750	347 183	3.4%
2004	8 940	2 194	1 813	221	144	48	13 359	348 222	3.8%
2005	11 352	2 342	1 684	254	148	110	15 891	344 746	4.6%
Anteil am PEV, 2005	3.3%	0.7%	0.5%	0.1%	0.0%	0.0%	4.6%		
Anteil d. EE am PEV, 2005	71.4%	14.7%	10.6%	1.6%	0.9%	0.7%			
Zuwachsrate (1990-2000)	5.0%	62.9%	2.2%	25.7%	33.3%	50.6%	5.5%	-0.4%	
Zuwachsrate (2000-2005)	12.9%	23.8%	-2.1%	18.3%	3.8%	84.5%	11.8%	0.1%	

* Ohne Industrieabfälle und nicht biogene Siedlungsabfälle.

Quelle: *Energy Balances of OECD Countries*, IEA/OECD, Paris, 2007.

STROM

Nachdem sich ihr Anteil seit 2000 im Jahresdurchschnitt um nahezu 12% erhöht hat, machen erneuerbare Energien in Deutschland jetzt über 10% der gesamten Stromerzeugung aus, wobei der größte Beitrag von der Windenergie kommt (vgl. Tabelle 8). Der Anteil der Windenergie an der gesamten Stromerzeugung beträgt 4,4%, womit Deutschland den nach Dänemark und Spanien dritthöchsten Wert unter den IEA-Ländern aufweist.

BIOKRAFTSTOFFE IM VERKEHRSBEREICH

Nach ihrer Einführung in Deutschland im Jahr 1992 hat sich der Anteil der Biokraftstoffe am gesamten Kraftstoffverbrauch im Verkehrsbereich von 0,5% des Gesamtverbrauchs nach Energiegehalt im Jahr 2000 auf 4,5% im Jahr 2005 erhöht. Da ab 2007 Biokraftstoffquoten gelten, wird der Anteil dieser Kraftstoffe am Kraftstoffverbrauch insgesamt nach Energiegehalt bis 2015 voraussichtlich auf 8% steigen.

Tabelle 8 **Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, 1970-2005**

Einheit: GWh	Wind	Wasser	Bio- masse*	Photo- voltaik	Gesamt EE	Gesamt (alle Energie- quellen)	Anteil der EE am PEV
1970	0	17 527	2 544	0	20 071	308 771	6.5%
1975	0	17 053	1 103	0	18 156	383 770	4.7%
1980	0	19 069	2 852	0	21 921	466 340	4.7%
1985	0	17 371	2 832	0	20 203	520 560	3.9%
1990	71	17 426	1 595	1	19 093	547 650	3.5%
1995	1 712	21 780	2 433	7	25 932	532 814	4.9%
2000	9 352	21 732	4 331	60	35 475	567 122	6.3%
2001	10 456	22 733	4 590	116	37 895	581 820	6.5%
2002	15 856	23 124	5 309	188	44 477	566 905	7.8%
2003	18 859	19 264	7 982	333	46 438	595 646	7.8%
2004	25 509	21 077	9 357	557	56 500	609 988	9.3%
2005	27 229	19 581	13 533	1 282	61 625	613 164	10.1%
Anteil an der gesamten Strom- erzeugung, 2005	4.4%	3.2%	2.2%	0.2%	10.1%		
Anteil an der Stromerzeugung aus EE, 2005	44.2%	31.8%	22.0%	2.1%			
Zuwachsrate (1990-2000)	62.9%	2.2%	10.5%	50.6%	6.4%	0.3%	6.0%
Zuwachsrate (2000-2005)	23.8%	-2.1%	25.6%	84.5%	11.7%	1.6%	9.9%

* Ohne Industrieabfälle und nicht biogene Siedlungsabfälle.

Quelle: *Energy Balances of OECD Countries*, IEA/OECD, Paris, 2007.

INSTITUTIONEN

Zahlreiche staatliche Stellen spielen bei der Förderung erneuerbarer Energien und der Politik in diesem Bereich eine Rolle. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) ist für die Politik im Bereich der erneuerbaren Energien zuständig, darunter das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das Marktanzreizprogramm und FuE-Aktivitäten. Beim Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) liegt die Kompetenz für Biokraftstoffe und für bestimmte Bereiche der Biomassepolitik. Das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) ist mit der Umsetzung der Kraftstoffstrategie der Bundesregierung betraut. Das Bundesministerium der Finanzen (BMF) ist für die Energiebesteuerung zuständig, insbesondere die Besteuerung von Biokraftstoffen. Dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) schließlich obliegt die gesamte Energiepolitik.

POLITIKEN UND MASSNAHMEN

Der Ausbau erneuerbarer Energien ist von zentraler Bedeutung für die Klimaschutzpolitik und die nachhaltige Energiepolitik der Bundesregierung. Nach dem EEG setzt sich die Bundesrepublik für die Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien ein, um insbesondere im Interesse des Klima-, Natur- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, einen Beitrag zur Vermeidung von Konflikten um fossile Energieressourcen zu leisten und die Weiterentwicklung von Technologien für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu fördern. Die Bundesregierung hat in Bezug auf erneuerbare Energien drei spezifische Eckpunkte/Ziele festgelegt:

- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2010 auf mindestens 12,5% und bis zum Jahr 2020 auf mindestens 20%;
- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch auf mindestens 4,2% bis zum Jahr 2010, auf mindestens 10% bis zum Jahr 2020;
- für den Kraftstoffbereich besteht ihr Ziel darin, bis 2010 mindestens 6,75% aus erneuerbaren Energien abzudecken.

Deutschlands Zielvorgabe für den PEV-Anteil erneuerbarer Energien entspricht der Hälfte des vom Europäischen Rat im März 2007 für das Jahr 2020 festgelegten Ziels von 20%.

Das Hauptinstrument zur Förderung erneuerbarer Energien im Strombereich ist das EEG von 2000, das 2004 novelliert wurde. Das EEG trat an die Stelle des Stromeinspeisungsgesetzes (StrEG) von 1990. Zu anderen wichtigen Maßnahmen gehören ein Programm zur Schaffung finanzieller Anreize für mit erneuerbaren Energien betriebene Wärmeerzeugungsanlagen und die Förderung der Nutzung von Biokraftstoffen im Verkehrsbereich.

Der Bereich der erneuerbaren Energien hat sich in Deutschland zu einem bedeutenden Wirtschaftssektor entwickelt, in dem über 200 000 Personen beschäftigt sind, 35 000 davon im Solarbereich.

STROM

Nach den Vergütungsregelungen, die in Deutschland erstmals im Dezember 1990 mit dem Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) über die Pflicht zur Vergütung der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien eingeführt wurden, mussten die Stromversorgungsunternehmen zwischen 65% und 85% des Strompreises für Letztverbraucher an die Erzeuger

aus erneuerbaren Energien gewonnenen Stroms zahlen. An die Stelle dieses Gesetzes trat das EEG, das für die Stromerzeuger einen garantierten Vergütungssatz für den eingespeisten Strom vorsieht, wobei die Höhe der Vergütung differenziert wird nach den Sparten erneuerbarer Energien, dem Standort, der Größe der Anlage und der eingesetzten Technologie. Die relative Differenzierung der Tarife dient dem Ausgleich der unterschiedlichen Kosten für die einzelnen Technologien; die Vergütungssätze sind so gewählt, dass die Stromerzeuger unabhängig von den Kosten für die jeweilige Technologie den gleichen Gewinn erzielen sollten und dass sie im Hinblick auf Investitionsentscheidungen technologie-neutral sind. Die Höhe des gezahlten Betrags richtet sich danach, in welchem Jahr die Anlage gebaut wurde, wobei die Vergütungssätze je nach der eingesetzten Technologie für eine Dauer von 15 bis 30 Jahren garantiert werden. Der für eine bestimmte Anlage gezahlte Betrag wird auf der Basis des Jahres festgelegt, in dem der Netzanschluss erfolgt, wobei sich aber die Tarife von Jahr zu Jahr nach einer festgelegten Degressionsrate verringern, um der technischen Entwicklung bei jeder Technologie Rechnung zu tragen. Vergütungssätze, Rahmenbedingungen und Degressionsraten sind Tabelle 9 zu entnehmen.

Tabelle 9 Einspeisevergütungssätze nach Technologien, 2006

Technologie	Vergütung für 2006 gebaute Anlagen (Cent/kWh)	Garantierte Dauer der Zahlungen	Jährliche Degressionsrate
Große Wasserkraftwerke (5-150 MW)	3.62-7.51	15 Jahre	1.0%
Kleine Wasserkraftwerke (<5 MW)	6.65-9.67	30 Jahre	0%
Biomasse (<20 MW)	3.78-21.16	20 Jahre	1.5%
Geothermie (<20 MW)	7.16-15.00	20 Jahre	1.0%**
Windkraft (im Binnenland)	8.36/5.28*	20 Jahre	2.0%
Windkraft (offshore)	9.10/6.19*	20 Jahre	2.0%***
Photovoltaik	40.60-56.80	20 Jahre	6.5%

* Anlagen erhalten den erstgenannten Satz (Anfangsvergütung) für x Jahre, dann den zweitgenannten Satz (Basisvergütung) für die verbleibenden Jahre (20-x); x hängt von der Qualität des Standorts ab.

** Ab 2010.

*** Ab 2008.

Quelle: Von der Bundesregierung zur Verfügung gestellte Unterlagen.

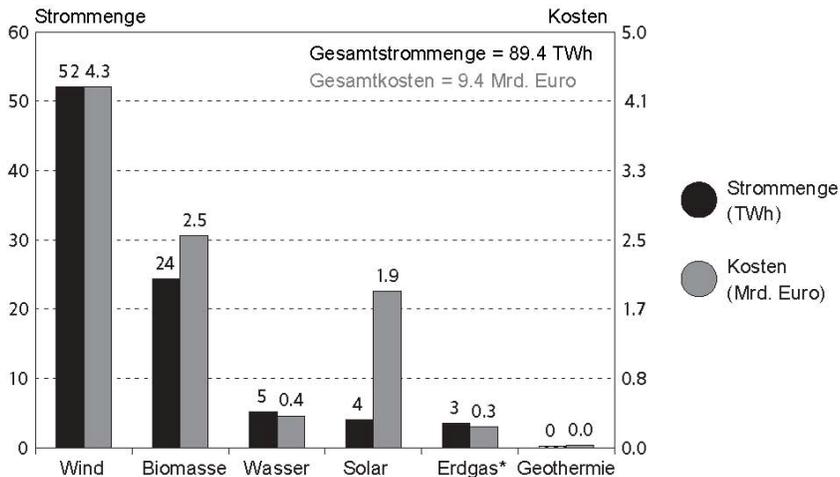
Nach den Bestimmungen des EEG wird mit erneuerbaren Energien betriebenen Anlagen zudem Vorrang bei Netzanschluss, Übertragung und Verteilung garantiert, und die Netzbetreiber sind zur Abnahme des mit diesen Anlagen erzeugten Stroms verpflichtet. Die hohen Kapazitäten der an das deutsche Stromnetz angeschlossenen Windkraftanlagen haben dazu geführt, dass es in bestimmten Gebieten Zeiten starker Überlastung gibt, wobei aber ein sicherer Netzbetrieb zu keinem Zeitpunkt in Frage

gestellt war. In einigen Fällen kam es jedoch zu gravierenden Übertragungseffekten innerhalb Deutschlands und an seinen Grenzen, vor allem an der Grenze mit den Niederlanden, da das Übertragungssystem derzeit nicht für eine umfangreiche Integration von Windkraft ausgelegt ist. (Wegen weiterer Informationen vgl. Kapitel 9.)

Das gezahlte Vergütungsvolumen betrug 2005 etwa 4,4 Mrd. Euro für eine gelieferte Strommenge von 44 TWh, was einer Durchschnittsvergütung von nahezu 10 Cent/kWh entspricht. Nach der Mittelfristprognose des Verbands der Netzbetreiber (VDN/VDEW) könnte das Einspeisemodell 2012 eine Strommenge von 89,4 TWh liefern, wobei sich die Kosten für die Abnehmer auf etwa 9,4 Mrd. Euro belaufen würden, was einer Durchschnittsvergütung von 10,5 Cent/kWh entspricht (vgl. Abb. 8). Das BMU geht von etwas niedrigeren Zahlen aus, d.h. von einer Strommenge von 82 TWh und einem Vergütungsvolumen von 8,1 Mrd. Euro, also einer Durchschnittsvergütung von knapp unter 10 Cent/kWh.

Nach Schätzungen des VDN wird auf Windkraft, die den Prognosen zufolge (mit über 58%) den Löwenanteil der aus erneuerbaren Energien erzeugten Strommenge ausmachen wird, auch der höchste Anteil am Vergütungsvolumen entfallen (46%). Andererseits werden der Solarenergie, deren Anteil am insgesamt aus erneuerbaren Energien gewonnenen Strom 4,5% betragen wird, nahezu 20% des gesamten Vergütungsvolumens

Abbildung 8 **Prognose Strommenge und Vergütungen im Jahr 2012**



Anteil an der Strommenge	58.2%	27.3%	5.8%	4.5%	3.9%	0.3%
Anteil am Vergütungsvolumen	46.0%	27.1%	4.0%	19.9%	2.7%	0.3%
Durchschnittsvergütung/kWh (Cent)	8.3	10.4	7.3	46.0	7.2	10.9

* Einschließlich Deponiegas, Klärgas, Biogas und Kohleflörgas.

Quelle: VDN, EEG-Mittelfristprognose Entwicklungen 2000-2012, 29. September 2006.

zufließen. Das Gesamtvolumen der Einspeisevergütungen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Zeitraum 2000-2012 beläuft sich auf etwa 68 Mrd. Euro. Hiervon sind 30-36 Mrd. Euro Mehrkosten gegenüber den Kosten der Bereitstellung von Strom ohne Einspeisevergütung, wobei die Höhe der Mehrkosten wiederum von dem Preis abhängig ist, den Industrie und Haushalte für konventionell erzeugten Strom zahlen müssen; den Schätzungen zufolge liefert dieses Vergütungsvolumen eine Strommenge von rd. 650 TWh.

WÄRMEERZEUGUNG

Die Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt hat in einigen Bundesländern eine lange Tradition. Das Hauptziel des Marktanzreizprogramms (MAP) besteht darin, den Ausbau der Wärmeenergie aus Biomasse, Solarenergie und Geothermie durch Finanzhilfen zu fördern. Die im Rahmen des Programms zur Verfügung gestellten Mittel beliefen sich sowohl 2002 als auch 2003 auf 190 Mio. Euro und 2004 auf 200 Mio. Euro. Durch die neuen Programmrichtlinien von Januar 2004 wurde der Kreis der Antragsberechtigten erweitert, und es wurden anspruchsvolle Umweltauflagen festgelegt. Im Juli 2005 wurden die Förderquoten für Solaranlagen zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung angehoben und die für ausschließlich der Brauchwassererwärmung dienenden Solarkollektoren etwas gesenkt. Trotz einer erheblichen Reduzierung der Förderquoten für Solarkollektoren und Biomasseheizgeräte erreichten die Investitionen in diese Technologien 2006 den höchsten Stand seit Programmbeginn. Seit dem Programmstart im Jahr 1999 bis Ende 2005 wurden über 421 500 Solarkollektoranlagen mit einer Fläche von 3,6 Mio. m² gefördert und über 60 000 kleine Biomassekessel installiert.

Für die Förderung größerer Anlagen werden von der KfW Förderbank zinsverbilligte Darlehen und Schuldertitel für Biogasanlagen, größere Anlagen zur Verfeuerung fester Biomasse, Anlagen zur Nutzung der Tiefengeothermie und kleine Wasserkraftanlagen gewährt. Zwischen 2000 und 2005 wurden 2 567 Kredite im Gesamtwert von 741 Mio. Euro vergeben.

VERKEHR

Zur Förderung der Markteinführung regenerativer Kraftstoffe wurde 2004 die bereits für Biodiesel geltende Befreiung von der Mineralölsteuer auf alle Arten von Biokraftstoffen ausgedehnt, u.a. Bioethanol und Ethyl-Tertiär-Butylether (ETBE), einem qualitativ hochwertigen, fossilen Kraftstoffen beimischbaren Benzinbestandteil auf Basis von Bioethanol. Unmittelbar danach begann die Mineralölwirtschaft in nennenswertem Umfang Biodiesel bis zur zulässigen Höchstgrenze von 5% Vol. dem handelsüblichen Dieselmotorkraftstoff beizumischen. Im Jahr 2005 lag der Anteil der Biokraftstoffe an der gesamten Kraftstoffversorgung bei 3,8%.

Angesichts der stark gestiegenen Preise für Mineralölprodukte wurde die Steuerbefreiung von Biokraftstoffen zum 1. August 2006 aufgehoben und durch eine anteilige Besteuerung ersetzt. Für Reinkraftstoffe auf Basis von Biodiesel und Pflanzenöl ist sie zeitlich gestaffelt und erreicht im Jahr 2012 mit 45 Cent je Liter nahezu den vollen Steuersatz für Dieselmotorkraftstoff (gegenwärtig 47,04 Cent je Liter). Die steuerliche Behandlung wird regelmäßig überprüft und steht unter dem Vorbehalt, dass die Regelungen im Falle einer Überkompensation angepasst werden.

Da die steuerliche Vorzugsbehandlung abgeschafft wurde, erfolgt die Förderung von Biokraftstoffen jetzt über die gesetzliche Vorschrift, Normalbenzin und Diesel Biokraftstoffe beizumischen. Ab dem 1. Januar 2007 muss Dieselmotorkraftstoff bezogen auf den Energiegehalt durchschnittlich mindestens 4,4% Biodiesel enthalten und Benzin bezogen auf den Energiegehalt durchschnittlich mindestens 1,2% Bioethanol. Der für Benzin vorgeschriebene Bioethanolanteil soll bis 2010 auf 3,6% steigen. Die Bundesregierung hatte ursprünglich vorgeschlagen, bis 2010 den Anteil der Biokraftstoffe an der gesamten Kraftstoffmenge im Verkehrsbereich bezogen auf den Energiegehalt auf 6% zu erhöhen. Im Dezember 2006 verabschiedete der Bundestag das entsprechende Gesetz, hob aber die Gesamtverpflichtung bis 2010 auf 6,75% und bis 2015 auf 8% an. Die Erfüllung der Biokraftstoff-Gesamtquotenverpflichtung kann entweder durch einen jeweils höheren Anteil Bioethanol oder Biodiesel oder durch eine Kombination von beiden erreicht werden. Mit 6,75% im Jahre 2010 übertrifft diese Quotenverpflichtung noch die Zielvorgabe der EU-Biokraftstoffrichtlinie von 5,75% für dasselbe Jahr. Tabelle 10 zeigt die bisher geltenden Verpflichtungen bis zum Jahr 2015, zusammen mit den vorgeschlagenen und den verabschiedeten Maßnahmen sowie den Zielvorgaben der EU-Biokraftstoffrichtlinie.

Tabelle 10 Biokraftstoff-Beimischungsverpflichtungen, 2007-2015

	2007-2009	2010 (alte Regelung)	2010 (neue Regelung)	2010 (EU-Vorgabe)	2010-2015
Biodiesel (Anteil an Diesel nach Energiegehalt)	4.4%	4.4%	4.40%	N/A	4.40%
Bioethanol (Anteil an Benzin nach Energiegehalt)	1.2%	3.0%	3.60%	N/A	3.60%
Biokraftstoffe (Anteil an Diesel und Benzin insg. nach Energiegehalt); erfordert Überschreitung einer oder beider der obigen Vorgaben	Keine Gesamtvorgabe	6.0%	6.75%	5.75%	Weitere 0.25% jährlich, bis auf 8% im Jahr 2015

Anmerkung: Die EU-Biokraftstoffrichtlinie enthält keine spezifischen Biodiesel- oder Bioethanol-Zielvorgaben.

Quelle: Von der Bundesregierung zur Verfügung gestellte Unterlagen.

KRITISCHE ANALYSE

Die Bemühungen der Bundesrepublik, erneuerbaren Energien mehr Gewicht in ihrem Energiemix zu geben, haben zu bemerkenswerten Ergebnissen geführt – allein in den letzten fünf Jahren erhöhte sich der Verbrauch erneuerbarer Energien um 70%, und Deutschland hat das für 2010 angestrebte Ziel eines Mindestanteils erneuerbarer Energien am PEV von 4,2% bereits erreicht. Auch im Hinblick auf das Ziel, bis zum Jahre 2010 mindestens 12,5% des Stroms aus erneuerbaren Energien zu erzeugen, befindet sich Deutschland auf gutem Weg. Das ist das Ergebnis einer entschlossenen Politik zur Förderung erneuerbarer Energien, vor allem durch die Einführung differenzierter Einspeisevergütungssätze, aber auch durch das Marktanreizprogramm, die Steuerermäßigung für Biokraftstoffe und FuE im Bereich erneuerbarer Energien. Die Bundesregierung hat in jüngster Zeit ein verbindliches Absatzziel für Biokraftstoff festgelegt, das an die Stelle der steuerlichen Vorzugsbehandlung tritt. Mit ihrer früheren Steuerpolitik gehörte die Bundesrepublik zu den beiden einzigen Ländern, die das EU-Biokraftstoffziel für 2006 erreichten. Die IEA zollt der Bundesrepublik Anerkennung für ihre erfolgreichen Bemühungen, erneuerbare Energien zu einer wichtigen Versorgungsquelle zu machen. Dies verringert nicht nur die Auswirkungen des Energieverbrauchs auf die Umwelt, sondern erhöht zugleich die Diversität und Sicherheit der Energieversorgung.

Deutschland ist dabei, nach und nach aus der Kernkraft auszusteigen, wobei einige Prognosen zeigen, dass ein vollständiger Ersatz der Kernkraft auf eine Art und Weise möglich ist, durch die ein höherer Ausstoß von CO₂-Emissionen vermieden wird. Insbesondere sollen erneuerbare Energien den Prognosen zufolge künftig eine wesentlich größere Rolle spielen. Angesichts der geplanten Kohle- und Gaskraftwerke und der potenziellen Schwierigkeiten, große Mengen variabler Energie, wie z.B. aus Windkraft, ins Stromnetz zu integrieren, sollte die Bundesregierung die Überprüfung aller Projektionen in Bezug auf erneuerbare Energien fortsetzen und sicherstellen, dass sie realistisch sind. Sie sollte auch dafür sorgen, dass die zur Verfügung stehenden Politiken und Maßnahmen ausreichen, um die energie- und klimapolitischen Ziele Deutschlands zusammen mit seinen allgemeinen Politikzielen zu verwirklichen.

Das wichtigste Instrument der Bundesrepublik für die Förderung erneuerbarer Energien ist die Einspeisevergütungsregelung für erneuerbare Energien im Stromversorgungssektor. Die garantierten Einspeisevergütungssätze geben den Investoren ein hohes Maß an Sicherheit. Hinzu kommt, dass erneuerbaren Energien vorrangiger Zugang zum Stromnetz garantiert wird. Diese Faktoren machten die Einspeisevergütungsregelung zu einem Erfolg und führten zu einem raschen Ausbau erneuerbarer Energien, so dass diese Technologien auf dem Markt festen Tritt fassen konnten. Außer-

dem sind viele neue Akteure in den Markt eingestiegen, was zu steileren Lernkurven beitrug und die Kosten senkte. Die Stromerzeugungskosten liegen jedoch bei den meisten erneuerbaren Energien immer noch höher als die der konventionellen Stromerzeugung (unter Ausklammerung der Externalitäten konventioneller Energien und der dafür bereitgestellten Subventionen). Die Bundesregierung bemüht sich zudem, die Einspeisevergütung weniger rigide zu machen, indem sie das Vergütungsniveau regelmäßig überprüft und höhere Degressionsraten festlegt, die zu stärker sinkenden Kosten für die Industrie führen. Da erneuerbare Energien nunmehr einen hohen Marktanteil stellen, könnte die Bundesregierung in Zukunft Politiken in Betracht ziehen, die sich weniger auf garantierte langfristige Förderbeträge für die Anbieter und mehr auf die Marktkräfte und Anreize stützen, die zu einem sinkenden Preisniveau führen und eine Integration des Markts erneuerbarer Energien in den größeren Strommarkt ermöglichen, der zurzeit in Deutschland und Europa im Entstehen ist. Für spezielle Technologien, die zusätzliche FuE-Fördermittel benötigen, könnten ergänzende Beihilfen bereitgestellt werden.

Mit der Einspeisevergütungsregelung gelingt es zwar, große Mengen erneuerbarer Energien schnell ins Netz zu bringen, doch müssen den Stromerzeugern hierfür hohe Vergütungssätze gezahlt werden. Die Schätzungen des Verbands der Netzbetreiber (VDN/VDEW) zeigen, dass die Vergütungsregelung für die Netzbetreiber im Zeitraum 2000-2012 Ausgaben in Höhe von 68 Mrd. Euro verursacht und eine Strommenge von etwa 650 TWh bringen wird – was einer Durchschnittsvergütung von etwa 10 Cent/kWh entspricht –, wobei 44-53% des Vergütungsvolumens durch die über die konventionellen Stromgestehungskosten hinausgehenden Kosten bedingt sein werden. Das jährliche Vergütungsvolumen wird im Zeitraum 2005-2012 von 4,4 auf 9,4 Mrd. Euro steigen, was einem durchschnittlichen jährlichen Zuwachs von 10,5% entspricht. Die Durchschnittsvergütung pro kWh wird 2009 voraussichtlich einen Höchststand erreichen und 2012 über dem Niveau von 2005 liegen. Solarenergie ist am teuersten und wird eine relativ geringe Strommenge liefern, was sich z.T. dadurch erklärt, dass die Vergütungsregelung auch für die Finanzierung der technologischen Entwicklung und nicht nur den Ausbau der erneuerbaren Energien genutzt wird. Mit einer Vergütung von 46 Cent/kWh wird die Solarenergie im Jahr 2012 20% der durch die Einspeisevergütungsregelung bedingten Gesamtausgaben beanspruchen, ihr Anteil an der erbrachten Strommenge wird jedoch weniger als 5% betragen. Im Vergleich zu dem für erneuerbare Energien auf Grund der deutschen Einspeisevergütungsregelung aufzubringenden Betrag kostet Strom aus konventionellen Kraftwerken, die mit Brennstoffen wie z.B. Kernenergie, Kohle und Gas betrieben werden, nur etwa 4-5 Cent/kWh. Die durch die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bedingten Mehrkosten werden sich daher im Zeitraum 2000-2012 in Deutschland insgesamt auf 30-36 Mrd. Euro belaufen, d.h. jährlich etwa 2,5 bis 3 Mrd. Euro.

In Anbetracht der hohen Kosten der Einspeisevergütungen für Photovoltaik-Solaranlagen ist es sinnvoll, einen Vergleich mit denen anderer CO₂-Reduktionsmaßnahmen anzustellen und dabei zu bedenken, dass mit der Politik in Bezug auf erneuerbare Energien nicht nur die CO₂-Emissionen reduziert werden sollen. Die Einspeisevergütungen für Photovoltaik beinhalten eine Förderung, die um etwa 40 Cent/kWh über den durchschnittlichen Stromerzeugungskosten liegt. Dem Nutzen dieser Politik in Bezug auf die CO₂-Emissionsvermeidung stehen Kosten in Höhe von 1 000 Euro je Tonne vermiedene Kohlendioxidemissionen gegenüber (unter der Annahme, dass die Gasverstromung durch Solarphotovoltaik ersetzt wird)¹. Im Vergleich hierzu bieten viele auf Energieeffizienzsteigerungen ausgerichtete Maßnahmen die Möglichkeit, erhebliche Energieeinsparungen und somit größere CO₂-Emissionsminderungen zu erzielen. Die CO₂-Reduktionskosten dieser Maßnahmen reichen von einem sehr negativen Niveau bis zu über 100 Euro/t CO₂. Zum Beispiel sind die Kosten bei vielen gebäudetechnischen Effizienzverbesserungsmaßnahmen negativ, und selbst bei teureren Gebäudemodernisierungen zur Verbesserung der Energieeffizienz betragen die Kosten maximal lediglich 20-30 Euro je eingesparte Tonne CO₂. So sind die Kosten solcher Maßnahmen im Hinblick auf die CO₂-Reduktion 30- bis 50-mal geringer als die Einspeisevergütung für PV-Solaranlagen. Alles in allem könnte eine stärkere Förderung von Politiken und Maßnahmen zur Effizienzsteigerung, abgesehen davon, dass dies viel kostengünstiger ist als die derzeitigen EE-Maßnahmen, dazu beitragen, die technologische Entwicklung voranzutreiben, ihre Kosten zu senken und der deutschen Industrie zu einer weltweit führenden Stellung auf dem Gebiet der Energieeffizienz zu verhelfen, wie dies mit der jetzigen Einspeisevergütung für PV-Solaranlagen angestrebt wird.

Wir begrüßen die unternommenen Anstrengungen zur Senkung der Kosten bei der weiteren Programmdurchführung – für die meisten Technologien wurden jährliche Degressionsraten zwischen 1% und 6,5% festgelegt, so dass die in den nächsten Jahren ans Netz gehenden EE-Stromerzeugungsanlagen nach und nach geringere Vergütungssätze erhalten werden, womit dem technologischen und marktbezogenen Lernprozess Rechnung getragen werden soll. Da jedoch ein bestimmter dem Stromerzeuger einmal gewährter Vergütungssatz 15-30 Jahre lang garantiert ist (in den meisten Fällen sind es 20 Jahre), werden die Stromerzeuger unabhängig von einer etwaigen Reduzierung der Betriebs-

-
1. Sollte die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an die Stelle der Kohleverstromung treten, würden sich die Kosten auf 350-400 Euro je eingesparte Tonne CO₂ belaufen. Sollte die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an die Stelle der Stromerzeugung aus Kernkraft treten, wären die Kosten je vermiedene Tonne CO₂ wesentlich höher, da Kernkraft – selbst auf der Basis eines vollen Lebenszyklus betrachtet – nur sehr geringe CO₂-Mengen entstehen lässt.

kosten weiter denselben Satz erhalten. Demzufolge werden die Gesamtkosten für deutsche Abnehmer bei einem zunehmenden Anteil der durch die Vergütungsregelung geförderten erneuerbaren Energien – einschließlich des kostenintensiven Solarstroms – in den nächsten Jahren weiter steigen und 2017 ihren Höchststand erreichen. Andererseits werden sich die Kosten bei bestehenden und neuen EE-Vorhaben auf Grund der sinkenden Bau- und Betriebskosten verringern.

Abgesehen von den hohen den EE-Stromerzeugern gezahlten Preisen, vor allem den besonders hohen Vergütungssätzen für die Stromerzeugung mit Solarphotovoltaikanlagen, begrenzt die Einspeisevergütung die Marktflexibilität und stützt sich darauf, dass der Staat die Stromvergütungstarife festlegt, anstatt es den Marktkräften zu überlassen, die Kosten dynamisch widerzuspiegeln. Zwar sind die staatlichen Stellen bestrebt, Vergütungssätze festzulegen, die den Marktbedingungen weitgehend entsprechen, und Überförderung zu vermeiden, doch werden bei dem Verfahren die günstigsten Schätzungen herangezogen, so dass dies gegenüber den tatsächlichen Marktpreisen nur die zweitbeste Lösung darstellt. Außerdem wird hierdurch eine Energiekategorie geschaffen, die für ihre Überlebensfähigkeit auf feste Zuschüsse angewiesen ist; wie der Kohlesektor gezeigt hat, können solche Subventionen leicht zu einer Dauereinrichtung werden und schwer wieder abzuschaffen sein. Während sich die deutsche Elektrizitätswirtschaft auf einen liberalisierten wettbewerbsbestimmten Markt zubewegt, gibt es mit der Einspeisevergütung zugleich ein vom Staat verwaltetes Programm. Da der aus erneuerbaren Energien erzeugte Strom auf dem deutschen Markt inzwischen eine nicht unerhebliche Rolle spielt – sein Anteil beträgt bereits über 10% und dürfte sich bis 2020 auf mindestens 20% erhöhen –, sollte die Stromversorgung aus erneuerbaren Energien in den größeren Strommarkt integriert und nicht von ihm abgeschirmt werden. So ginge nicht nur die Integration des deutschen Strommarkts in den größeren europäischen Binnenmarkt leichter vonstatten, wenn sich das System der Förderung erneuerbarer Energien stärker auf die Marktkräfte und weniger auf staatliche Garantien stützen würde, damit würden den EE-Stromanbietern auch Anreize vermittelt, die richtige Art von Anlagen an den richtigen Standorten zu bauen und zu betreiben.

Da die Stromversorgung aus erneuerbaren Energien in Deutschland nunmehr eine feste Größe ist, ermutigen wir die Bundesregierung, in der nächsten Phase der Förderung erneuerbarer Energien mehr marktorientierte EE-Förderungsmaßnahmen ins Auge zu fassen, z.B. ein System, das die Nutzung erneuerbarer Energien zur Pflicht macht. Auf dem Erfolg der Einspeisevergütung aufbauend könnte die Bundesregierung zu einer Politik übergehen, die die Abnahme eines zuvor festgelegten Stromversorgungsanteils aus erneuerbaren Energien vorschreibt. Dieses System zwingt die privatwirtschaftlichen EE-Stromerzeuger, durch Senkung ihrer Fest- und Betriebskosten mit ihren Konkurrenten in Preiswett-

bewerb zu treten – und die erzielten Einsparungen an die deutschen Kunden weitergeben. Systeme marktorientierter Förderung erneuerbarer Energien haben in Schweden, Australien und den Vereinigten Staaten (u.a. in Texas und Kalifornien) zu vielversprechenden Ergebnissen geführt. Dieses Modell führt zu anhaltendem Abwärtsdruck auf die Preise, weil es auf die Marktkräfte setzt und nicht auf staatliche Akteure, die sich um eine Marktapproximation bemühen, – was dazu beiträgt, sich der langfristigen Unterstützung der Öffentlichkeit für die Förderung erneuerbarer Energien zu versichern. Es ist auch besser mit einem liberalisierten Strommarkt zu vereinbaren, und insbesondere einem Markt, wo das EU-Emissionshandelssystem jetzt allmählich zu einer Internalisierung der Kosten von CO₂-Emissionen führt. Da man beginnt, in den Preis fossiler Energien die Kosten der Vermeidung ihrer CO₂-Emissionen einzukalkulieren, werden erneuerbare Energien vergleichsweise billiger werden. Ein Quotensystem ließe sich zudem leicht mit den Systemen von Nachbarländern verbinden, was Chancen für den kontinentaleuropäischen Handel eröffnen könnte. Im Rahmen einer statischen Einspeisevergütung kann dynamischen Veränderungen der Marktbedingungen nicht Rechnung getragen werden, was dagegen bei einem System zur Förderung erneuerbarer Energien möglich ist.

Unabhängig von der Frage, welchem System der Vorzug gegeben wird, sollte die Bundesregierung Kosteneffektivität bei der Entscheidung zwischen Politiken und Maßnahmen stets als ein entscheidend wichtiges Kriterium betrachten. Wenn an der Einspeisevergütung festgehalten wird, sollten Anstrengungen unternommen werden, um diese Regelung durch die Aufnahme möglichst vieler marktorientierter Elemente weiter zu verbessern. Es könnte zudem ein fester Endtermin ins Auge gefasst werden, um das Risiko zu vermeiden, dass die Subventionierung zu einer Dauereinrichtung wird. Die Regierung könnte auch die Möglichkeit der Umstellung auf ein Prämiensystem in Erwägung ziehen, das für erneuerbare Energien eine garantierte Zusatzzahlung vorsieht und den Investoren mehr Sicherheit bietet als ein Pflichtsystem, bei dem für die Betreiber aber gleichwohl der Marktpreis für Strom maßgeblich ist. Dieses Modell existiert in den Vereinigten Staaten in Form einer Steuergutschrift für Windkraft; Dänemark und Spanien haben ebenfalls Politikschritte in diese Richtung eingeleitet. Für die FuE-Förderung spezieller Technologien, die gegenüber anderen erneuerbaren Energien noch nicht wettbewerbsfähig sind, könnten zusätzliche gezielte Beihilfen bereitgestellt werden.

Ein besonders problematischer Bereich in Bezug auf erneuerbare Energien ist der Effekt des zunehmenden Netzeinspeiseanteils der Windenergie. Das Einspeisevergütungssystem verpflichtet die Netzbetreiber nicht nur zur Abnahme des mit erneuerbaren Energien erzeugten Stroms, sondern es garantiert den betreffenden Anlagen zudem Priorität bei Netzzugang, Übertragung und Verteilung. Im Verein mit der Tatsache, dass es im deutschen Stromnetz keine festgelegten Spitzenlasttarife gibt, führt

dies zu gravierenden Übertragungseffekten an den Grenzen zu anderen europäischen Ländern. Die Bundesregierung sollte die derzeitige Einspeisevergütungsregelung dahingehend ändern, dass von ihr Signale für die Errichtung von Windkraftanlagen an Standorten ausgehen, die keine negativen Effekte auf das Netz haben. Kurzum sollten alle Politiken und Maßnahmen sicherstellen, dass der wachsende Anteil der erneuerbaren Energien nicht zu einer Lastverteilung führt, die die Störanfälligkeit des Netzes zu erhöhen droht und negative Folgen für die Nachbarländer der Bundesrepublik hat. Wie in Kapitel 9 ausgeführt, sollten darüber hinaus Anstrengungen unternommen werden, um die Windkraft sinnvoller in das Übertragungsnetz zu integrieren. Zum Beispiel könnten die Regelungen betreffend die Windvorhersage die Bestimmung des Zeitpunkts des *Gate Closure* und die Inrechnungstellung von Ausgleichskosten geändert werden. Es ist daher erfreulich festzustellen, dass die Deutsche Energie-Agentur (dena) Arbeiten in diesem Bereich durchgeführt hat. Neben den zahlreichen Vorteilen im Hinblick auf die Versorgungssicherheit würde ein erweiterter, stärker integrierter europäischer Markt auch die Möglichkeit bieten, größere Mengen an Windkraft verlässlicher in die Energiebilanz einzubeziehen. Die Bundesrepublik sollte daher eine umfassende Integration ihres Stromversorgungsnetzes im Inland sowie mit den Netzen der Nachbarländer sicherstellen.

EMPFEHLUNGEN

Die Bundesregierung sollte:

- *sicherstellen, dass die langfristigen Ziele für erneuerbare Energien realistisch sind und dass genügend kosteneffektive Politiken und Maßnahmen existieren, um sie zu erreichen;*
- *das Kosten-Nutzen-Verhältnis der Maßnahmen zur Förderung erneuerbarer Energien evaluieren; eine Umstellung auf stärker marktorientierte Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien in Erwägung ziehen, vor allem im Zusammenhang mit einem liberalisierten Strommarkt;*
- *zur Förderung von Solarphotovoltaikanlagen andere Maßnahmen ins Auge fassen als die sehr hohen Einspeisetarife.*

Kohle stellt einen hohen Anteil an der Energieversorgung der Bundesrepublik, denn sie deckt ein Viertel des Primärenergiebedarfs und liefert den Brennstoff für die Hälfte der Stromerzeugungsmenge. Über zwei Drittel hiervon werden im Inland gefördert. Während die Braunkohlenförderung wirtschaftlich vertretbar ist und nicht subventioniert wird, fließen der Steinkohlenförderung hohe Beihilfen zu. Im Februar 2007 einigten sich der Bund und die Bergbauländer darauf, die Subventionierung der Kohleförderung 2018 auslaufen zu lassen.

ANGEBOT UND NACHFRAGE

KOHLEFÖRDERUNG

Wie aus Tabelle 11 ersichtlich, stammen in der Bundesrepublik etwa 70% des Kohlenangebots (auf der Basis von Energieeinheiten) aus heimischer Förderung; über zwei Drittel hiervon entfallen auf Braunkohlen, der Rest auf Steinkohlen (Anthrazit- und Fettkohle). Seit 2000 ist die Steinkohlenförderung um 25% gesunken. Dieser Rückgang wurde durch einen Wiederanstieg der Braunkohlenförderung kompensiert, die sich seit 2000 um über 6% erhöht hat und eine bedeutende heimische Energiequelle der Bundesrepublik ist.

Auf Tonnagebasis lag die Kohleförderung in der Bundesrepublik 2005 insgesamt bei 28,0 Mio. t Steinkohlen und 177,9 Mio. t Braunkohlen¹.

Kohlereserven

Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) bezifferte die deutschen Steinkohlereserven von Ende 2005 auf insgesamt 152 Mio. t², doch ist diese Zahl auf Grund der derzeitigen Unwirtschaftlichkeit der Förderung mit Vorsicht zu betrachten. Denselben Bericht ist zu entnehmen,

1. Die große Massedifferenz zwischen Stein- und Braunkohlenfördermenge ist durch den hohen Energiegehalt der Steinkohle und den geringen Energiegehalt sowie den hohen Wasseranteil der Braunkohle bedingt.
2. Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien, Heft XXXIV – Bundesrepublik Deutschland – Rohstoffsituation 2005; Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe; Hannover 2006.

Tabelle 11 **Kohlenangebot und -nachfrage, 1970-2030**

Einheit: Mio. t RÖE	1970	1980	1990	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2010	2020	2030
Angebot												
Heimische Förderung	151.5	143.1	121.8	60.6	58.2	58.4	57.7	58.3	56.5	51.5	45.2	41.8
Einfuhr	16.6	14.4	11.5	22.2	26.3	25.1	25.7	28.3	26.4	23.9	24.8	13.8
Ausfuhr	-20.4	-15.8	-8.2	-0.6	-0.5	-0.7	-0.6	-0.6	-0.6	0.0	0.0	0.0
Sonstige	0.2	-0.8	3.4	2.5	2.5	1.3	2.2	-0.2	-0.5	0.0	0.0	0.0
Primärenergieverbrauch (PEV)	147.8	141.0	128.5	84.8	86.5	84.1	85.0	85.8	81.7	75.4	69.9	55.5
Nachfrage												
Elektrizitätswirtschaft	66.1	81.0	84.0	68.9	70.3	70.7	71.1	72.3	67.6	62.6	59.0	45.4
Industriesektor	32.9	26.1	20.7	7.7	7.3	6.9	6.6	7.1	7.3	11.9	10.5	9.8
Übrige Sektoren	34.0	20.8	16.6	1.3	1.3	1.1	1.1	1.3	0.9	0.4	0.2	0.2
Sonstige (mit Verlusten)	14.8	13.1	7.3	7.0	7.6	5.5	6.3	5.1	5.9	0.4	0.2	0.1
Gesamtverbrauch	147.8	141.0	128.5	84.8	86.5	84.1	85.0	85.8	81.7	75.4	69.9	55.5

Quelle: *Energy Balances of OECD Countries*, IEA/OECD, Paris, 2007, von der Bundesregierung zur Verfügung gestellte Unterlagen und Studie: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030, EWI/Prognos, 2005.

dass die deutschen Braunkohlereserven 41,2 Mrd. t betragen, womit die Bundesrepublik weltweit an erster Stelle liegt. Von den Gesamtreserven liegen 6 556 Mio. t in planungsrechtlich abgesicherten Lagerstätten, die im Tagebau betrieben werden. Die erheblichen Braunkohleressourcen der Bundesrepublik liegen etwa bei 76 Mrd. t.

IMPORTE UND EXPORTE

Die deutschen Steinkohlenimporte lagen 2005 bei insgesamt über 38 Mio. t, das ist ein Rückgang von über 3% gegenüber dem Vorjahr, aber ein Anstieg von über 36% gegenüber dem Jahr 2000. Die Importe haben sich seit 1995, dem letzten Jahr, in dem es noch Importkontingente gab, mehr als verdoppelt. Im Jahr 2005 lieferten Polen, Südafrika, Russland und Australien zusammengenommen über 75% der Einfuhren.

Die deutschen Steinkohlenausfuhren betragen 2005 nur noch 255 000 t und hatten sich gegenüber 1995, als sie bei 1,85 Mio. t lagen, um über 85% verringert. Exportiert wurde ausschließlich nicht subventionierte Kohle für den Wärmemarkt.

Im- und Export spielen bei der Braunkohle keine große Rolle, da der Transport über große Entfernungen wegen des hohen Wassergehalts der Rohbraunkohle (rd. 50%) und der geringen Energiedichte unwirtschaftlich ist. Aus diesem Grund wird sie in Tagebaunähe verstromt bzw. veredelt. Die 2005 hergestellten Braunkohleveredelungsprodukte wurden zu etwa 85% im Inland abgesetzt und zu 15% exportiert.

VERBRAUCH

Die Kohle wird fast ausschließlich in der Elektrizitätswirtschaft und in der Industrie eingesetzt. Auf die Elektrizitätswirtschaft entfielen 2005 83% des Kohlenverbrauchs, auf den Industriesektor 11%.

Der gesamte Steinkohlenverbrauch, einschließlich zur Verstromung, ging im Zeitraum 2000-2005 um nahezu 6% und seit 1990 um nahezu 20% zurück. Der Braunkohlenverbrauch sank im Zeitraum 1990-2005 um nahezu 50%, obwohl er in den letzten Jahren von 2000 bis 2005 um nahezu 6% gestiegen ist.

Verstromungseffizienz

Die Effizienz in der Verstromung der Braun- und Steinkohle wird in der Bundesrepublik ständig verbessert. Stand der Technik sind bei Braunkohlekraftwerken gegenwärtig Wirkungsgrade von 43-45% – gegenüber 30% bei den wenigen noch in Betrieb befindlichen 50 Jahre alten Kraftwerksanlagen. Moderne Steinkohlekraftwerke erreichen einen Wirkungsgrad von 46-48%, und es gibt in der Bundesrepublik eine Reihe neuer Projektvorschläge, mit einer vorgesehenen Inbetriebnahme ab 2010. Neben dem geringeren Kohlebedarf haben die Effizienzfortschritte die Schwefeldioxyd- (SO_2), Stickoxyd- (NO_2) und Partikelemissionen reduziert und damit eine Verbesserung der regionalen Luftqualität sowie Verringerung der CO_2 -Emissionen bewirkt.

Das technische Potenzial zur Effizienzsteigerung und vor allem zur Minderung des CO_2 -Ausstoßes in der Kohleverstromung ist noch nicht ausgeschöpft. Zur weiteren Effizienzverbesserung und Reduzierung von Emissionen wird mit der sogenannten Clean-Coal-Strategie das Ziel verfolgt, die Weiterentwicklung hocheffizienter Kraftwerke sowie die Entwicklung neuer Technologien für eine CO_2 -arme Verbrennung voranzutreiben. RWE gab 2006 die Absicht bekannt, bis zum Jahr 2014 ein Kombikraftwerk mit integrierter Kohlevergasung sowie CO_2 -Abtrennung und -Speicherung mit einer Leistung von 450 MW (netto 360 MW) in Betrieb zu nehmen. Forschung und Entwicklung in diesem Bereich werden durch die Bundesregierung finanziell unterstützt. (Wegen weiterer Informationen vgl. Kapitel 11).

BRANCHENSTRUKTUR

RAG

Die Steinkohle wird fast ausschließlich von der Deutschen Steinkohle (DSK) produziert, die Teil der RAG ist, deren Hauptaktionäre die E.ON AG und die RWE AG sind, die großen marktbeherrschenden Strom- und Gas-

versorgungsunternehmen der Bundesrepublik. Die E.ON RAG-Beteiligungsgesellschaft mbH (100% E.ON AG) hält einen Anteil von 39,2%, RWE AG 21,9%, die Société Nouvelle Sidéchar (100% RWE AG) 8,3%, die ThyssenKrupp AG 20,6% und die Verwaltungsgesellschaft RAG-Beteiligung mbH (davon: 65% ARBED S.A. sowie RAG AG mittelbar über Tochtergesellschaften 35%) 10%.

2005 erwirtschaftete die DSK mit rd. 37 890 Mitarbeitern einen Jahresumsatz von 4,5 Mrd. Euro. Sie betreibt heute acht Untertage-Kohlebergwerke an Standorten im Ruhr- und Saargebiet sowie in Ibbenbüren in Nordrhein-Westfalen. Das Unternehmen ist fortdauernd mit finanziellen Schwierigkeiten konfrontiert, da die Förderkosten über den Erlösen liegen, so dass substanzielle staatliche Beihilfen erforderlich sind. Außer der DSK gehören zum RAG-Konzern die Geschäftsfelder Energie (STEAG), Chemie (Degussa) und Immobilien (RAG Immobilien). 2005 trug der Bergbau mit 20,5% zum Umsatz des Konzerns von 21,9 Mrd. Euro bei; über die Hälfte des Umsatzes entfiel auf die Chemiesparte, über ein Viertel auf den Energiebereich und 2% auf Immobilien. Über die Pläne der RAG, ihre Nicht-Kohlen-Aktivitäten herauszulösen, wird weiter verhandelt. Der Beschluss, die Kohleförderung bis zum Jahr 2018 auslaufen zu lassen, ist ein wichtiger Schritt im Hinblick auf die Verwirklichung dieser Pläne.

BRAUNKOHLNFÖRDERUNG

Die Braunkohlenförderung verteilt sich vor allem auf vier Reviere: Rheinland (Nordrhein-Westfalen), Helmstedt (Niedersachsen), Mitteldeutschland (Sachsen-Anhalt/Sachsen) und Lausitz (Brandenburg/Sachsen). Im Revier Hessen wurde die Braunkohlenförderung zum 30. November 2003 beendet. Außerdem wird Braunkohle in geringem Umfang in Bayern gefördert (2005: 32 000 Tonnen), ausschließlich zum Selbstverbrauch zweier Tonwerke.

Braunkohlebergbau wird von fünf Gesellschaften in den vier Hauptrevieren im Tagebau betrieben, deren geförderte Kohle in erster Linie tagebaunah verstromt und veredelt wird. In den meisten Fällen handelt es sich um unternehmenseigene Kraftwerke der Braunkohlebergbaugesellschaften. RWE betreibt drei Tagebauwerke im Revier Rheinland. Im Revier Helmstedt wird Braunkohle nur noch in einem Tagebau der Braunschweiger Kohlen-Bergwerke AG (BKB) gefördert, einer 100%igen Tochter der E.ON-Kraftwerke GmbH. Der Bergbaubetrieb im Tagebau Helmstedt ist gering; 2005 wurden 2,1 Mio. t Kohle gefördert. Im Revier Lausitz betreibt Vattenfall Europe Mining AG vier Tagebaue und besitzt einen weiteren seit 1999 gestundeten Tagebau, dessen Wiederinbetriebnahme im Jahr 2010 erfolgen soll, um ein neues Kraftwerk zu beliefern. Im Revier Mitteldeutschland betreibt die mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH (MIBRAG), die sich im Besitz von zwei amerikanischen Unternehmen (NRG Energy und Washington Group International) befindet, zwei Tagebaue und die Romonta GmbH einen Tagebau.

BEIHILFEN

Die Braunkohlenförderung wird nicht staatlich subventioniert. Auf Grund der ungünstigen geologischen Bedingungen liegen die Förderkosten für Steinkohle in Deutschland deutlich über dem Weltmarktpreis. Die Differenz zwischen den auf dem durchschnittlichen Weltmarktpreis beruhenden Erlösen und den Produktionskosten wird von der Bundesregierung bis zur Höhe der bewilligten Plafonds durch Beihilfen gedeckt.

Der Kohlekompromiss von 1997, eine zwischen der Bundesregierung, den Regierungen der Bergbauländer Nordrhein-Westfalen und Saarland, der Bergbauindustrie und der Gewerkschaft getroffene Vereinbarung über die Subventionierung bis 2005, wurde konsequent umgesetzt. Die jährlichen Subventionen wurden demzufolge von 4,7 Mrd. Euro in 1998 auf 2,7 Mrd. Euro in 2005 gesenkt; das war ein Rückgang um 43%. Von 2001 bis 2005 leistete der RAG Konzern zusätzlich einen Eigenbetrag in Höhe von jährlich 102 Mio. Euro zur Unterstützung des Bergbaus.

Die Bundesregierung hat im Jahr 2003 beschlossen, den Steinkohlenbergbau bis 2012 weiterhin finanziell zu unterstützen. Die Steinkohlenförderung soll auf 16 Mio. t im Jahr 2012 abgesenkt werden; dies soll ohne Personalabbau erreicht werden. Die Zuwendungsbescheide über die Beihilfen für die Jahre 2006-2008 wurden im Jahr 2004 erteilt. Die Hilfen des Bundes von 2006-2008 betragen insgesamt bis zu 5,699 Mrd. Euro. Die RAG AG trägt jährlich 150 Mio. Euro bei. Das Bundesland Nordrhein-Westfalen gewährte 2006 564 Mio. Euro, 2007 werden es 540 Mio. Euro und 2008 516 Mio. Euro sein.

Im Februar 2007 einigten sich der Bund und die Bergbauländer, die subventionierte Förderung völlig auslaufen zu lassen, was bis 2018 zur Stilllegung der verbleibenden acht Zechen in Nordrhein-Westfalen und im Saarland führen wird. Einige Details der Vereinbarung mit der Industrie sind noch endgültig festzulegen. Über die genaue Höhe der Beihilfen ab 2009 wurde noch keine Entscheidung getroffen, doch wird es im Bergbau zu keinen Entlassungen kommen.

Im Rahmen der EU-Regelungen bezüglich der Begrenzung staatlicher Beihilfen an einzelne inländische Unternehmen wurden die Beihilfen ebenso wie ein langfristiger Umstrukturierungsplan für den Deutschen Steinkohlenbergbau bis 2010 von der EU-Kommission genehmigt.

KRITISCHE ANALYSE

Der deutsche Energiesektor ist in hohem Maße von Kohle abhängig. Nahezu ein Viertel des gesamten Energieverbrauchs wird durch Kohle gedeckt, und Kohle stellt die Hälfte der für die Stromerzeugung erforderlichen Energieträger. Kohle wird in der Bundesrepublik in den nächsten Jahrzehnten zwar voraussichtlich etwas an Gewicht verlieren, doch wird

ihr im Energiemix des Landes weiter eine sehr bedeutende Rolle zukommen. Die derzeitigen Bemühungen um eine Erhöhung des Wirkungsgrads kohlebetriebener Kraftwerke werden es der Bundesrepublik ermöglichen, mehr Strom mit weniger Kohle, geringeren Luftschadstoffemissionen in der Region und niedrigeren CO₂-Emissionen zu erzeugen.

Die Beihilfen sind zurzeit ein bestimmender Faktor für die deutsche Steinkohlenindustrie – die jährlichen Beihilfen für die Steinkohleförderung sind nahezu doppelt so hoch wie die realen Beschaffungskosten für dieselbe Kohlenmenge auf dem Weltmarkt. Die Bundesregierung reduziert jedoch weiter den Umfang der bereitgestellten staatlichen Mittel, was Zechenstilllegungen und eine Verringerung der Fördermenge zur Folge hat. Die Zechenstilllegungen gehen de facto schneller vonstatten als geplant.

Wie die Erfahrungen anderer IEA-Länder bestätigen, ist die Einstellung von Kohlebeihilfen eine politisch schwer zu bewältigende, aber notwendige Aufgabe. Obwohl Steinkohle für die Bundesrepublik eine heimische Ressource ist, wird die Substitution der heimischen Kohle durch Steinkohlenimporte die Versorgungssicherheit nicht verringern, da der Weltkohlenmarkt diversifiziert und wettbewerbsorientiert ist. Kein einzelner Anbieter bzw. kein einziges Land ist in der Lage, den Markt signifikant zu manipulieren. Die Aufrechterhaltung einer unwirtschaftlichen Steinkohleförderung führt nicht nur zu Verzerrungen am Kohlenmarkt, sondern es werden auch – und dies ist noch wichtiger – wirtschaftliche Ressourcen in Anspruch genommen, die in der deutschen Wirtschaft an anderer Stelle besser eingesetzt werden könnten. Angesichts dieser Tatsache ist die jüngste Entscheidung der Bundesregierung, die Beihilfen bis 2018 völlig abzuschaffen, eine begrüßenswerte Nachricht. Wir raten der Bundesregierung, die notwendigen Maßnahmen abzuschließen, um diesen Entschluss in die Tat umzusetzen. Gegebenenfalls können an die Stelle der Kohlebeihilfen direkte soziale Hilfen für die Bergbaugebiete treten, da diese nicht dieselben negativen Auswirkungen auf den Energiemarkt haben.

Die Einzelheiten der RAG-Veräußerung könnten große Auswirkungen auf den deutschen Strommarkt haben. Als eigenständiges Unternehmen wäre die RAG-Stromerzeugungstochter STEAG die fünftgrößte Elektrizitätsgesellschaft der Bundesrepublik. Das Unternehmen verkauft seinen Strom zurzeit an E.ON und RWE, sollte es aber veräußert werden, könnte sich der Wettbewerb auf dem deutschen Strommarkt verschärfen.

EMPFEHLUNGEN

Die Bundesregierung sollte:

- *die notwendigen Maßnahmen abschließen, um die Vereinbarung zur vollständigen Abschaffung der Steinkohlebeihilfen bis 2018 in die Tat umzusetzen, und gegebenenfalls im Rahmen des Umstrukturierungsprozesses soziale Hilfen vorsehen.*

Der deutsche Ölmarkt ist vollständig liberalisiert und zeichnet sich durch eine verhältnismäßig große Zahl an Marktteilnehmern aus. Zur Deckung des Ölbedarfs stützt sich das Land fast ausschließlich auf Importe, exportiert aber große Mengen an Raffinerieprodukten nach Europa. Die deutsche Energiepolitik begünstigt Dieselfahrzeuge; über die Hälfte aller neuen Pkw und nahezu ein Viertel der gesamten Pkw-Flotte werden inzwischen mit Diesel betrieben. Die Erdölvorräte des Landes liegen durchweg deutlich über der von der IEA geforderten Reichweite von Nettoerdölimporten für 90 Tage.

ANGEBOT UND NACHFRAGE

ANGEBOT

Der Erdölanteil am Primärenergieverbrauch befindet sich seit dem Höchststand in den siebziger Jahren auf einem allgemeinen Abwärtstrend (vgl. Tabelle 12). Im Jahr 2005 betrug der Gesamtverbrauch 123 Mio. t RÖE und machte 36% des Primärenergieverbrauchs (PEV) aller Brennstoffe aus. Damit verzeichnete der Verbrauch im Jahr 2005 einen Rückgang um 1,4% gegenüber dem Vorjahr, 6,3% gegenüber 2000 und 2,4% verglichen mit dem Jahr 1990. Die Bundesregierung schätzt in ihren Prognosen, dass der Ölverbrauch zwischen 2010 und 2030 mit einer durchschnittlichen Jahresrate von 0,7% bzw. insgesamt um 13,9% abnehmen wird.

IMPORTE

Deutschland importiert praktisch sein gesamtes Ölangebot; 2005 stammten nur 3,7% der Ölversorgung aus heimischer Förderung. 2005 importierte Deutschland Erdöl in Form von Rohöl und Mineralölprodukten im Umfang von 151 Mio. t RÖE. Die größte Bezugsquelle war die ehemalige Sowjetunion (33%), gefolgt von den Niederlanden (14%, größtenteils Mineralölprodukte), Norwegen (12%), dem Vereinigten Königreich (11%) und Libyen (9%). Importe aus OPEC-Ländern machten 14% des Ölangebots aus. Auf Importe aus OECD-Ländern entfielen insgesamt 45% des Gesamtangebots. Um der zurückgehenden heimischen Förderung und der geringeren Einfuhr von Mineralölprodukten zu begegnen, sind die

Tabelle 12 **Ölangebot und -nachfrage, 1970-2030**

Einheit: Mio. t RÖE	1970	1980	1990	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2010	2020	2030
Angebot												
Heimische Förderung	7.9	5.7	4.7	3.9	4.0	4.2	4.4	4.4	4.6	3.0	1.8	0.6
Importe	145.0	160.6	132.9	149.6	152.8	144.7	146.1	147.8	150.9	131.6	124.2	116.8
Exporte	-9.8	-11.2	-10.2	-22.2	-19.8	-20.2	-19.8	-25.3	-27.5	-3.7	-3.9	-2.8
Sonstige	-5.3	-7.9	-0.9	0.4	-2.4	0.1	-4.2	-1.6	-4.6	-3.0	-3.6	-4.4
Primärenergieverbrauch (PEV)	137.9	147.1	126.5	131.7	134.5	128.8	126.5	125.2	123.4	127.9	118.5	110.1
Nachfrage												
Verkehrssektor	31.4	46.5	58.8	65.6	63.9	63.1	60.9	62.1	60.0	61.1	56.7	53.5
Industriesektor*	40.6	37.0	27.3	28.2	27.6	27.6	27.1	27.4	26.9	27.5	28.0	27.0
Private Haushalte	27.1	25.5	18.4	19.8	22.6	20.0	19.6	17.7	16.9	19.9	17.2	15.3
Übrige Sektoren	16.8	18.5	13.2	9.1	10.4	9.4	9.2	8.5	8.1	9.3	7.5	6.1
Sonstige (einschl. Energieverluste)	21.9	19.6	8.8	9.0	9.9	8.7	9.7	9.6	11.6	10.1	9.1	8.3
Gesamtnachfrage	137.9	147.1	126.5	131.7	134.5	128.8	126.5	125.2	123.4	127.9	118.5	110.1

* Einschl. nicht energetischer Verbrauch.

Quelle: *Energy Balances of OECD Countries*, IEA/OECD, Paris, 2007, und von der Bundesregierung zur Verfügung gestellte Unterlagen.

Gesamtrohölimporte stetig erhöht worden und seit dem Jahr 2000 um 8,3% sowie seit 1990 um 27,5% gestiegen.

Deutschland importierte 2005 nahezu 35 Mio. t Mineralölprodukte, von denen knapp 60% aus den Niederlanden stammten. Belgien lieferte 11% der von Deutschland importierten Mineralölprodukte, auf die ehemalige Sowjetunion entfielen 7%. Obgleich die Mineralölproduktimporte 2005 gegenüber 2004 um 2,6% gestiegen sind, ist die Gesamteinfuhr von Mineralölprodukten seit Mitte der achtziger Jahre insgesamt rückläufig. Im Jahr 2005 lagen die Importe um 17% unter dem Niveau von 2000 und um 31% niedriger als zum Zeitpunkt des Höchststands im Jahr 1986.

RAFFINERIEPRODUKTION UND EXPORT VON RAFFINERIEPRODUKTEN

2005 belief sich die gesamte Raffinerieproduktion in Deutschland auf 124 Mio. t (vgl. Tabelle 13), was einem 7%igen Anstieg gegenüber 2000 und einer 17%igen Steigerung gegenüber 1990 entspricht. Die Exporte von Mineralölprodukten haben sich seit 1990 mehr als verdoppelt. Mit über 26 Mio. t machen die Mineralölexporte nun mehr als ein Fünftel der gesamten Raffinerieproduktion aus, verglichen mit 10% im Jahr 1990.

Tabelle 13 Raffinerieproduktion und exportierte Mineralölprodukte, 1970-2005

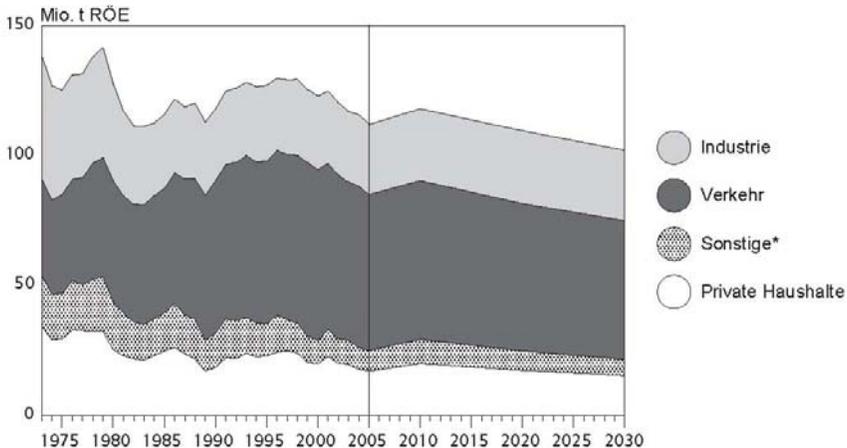
Einheit: Tsd. t	1970	1980	1990	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Gas- und Dieselöl	42 049	48 128	40 668	46 445	46 943	47 455	48 638	49 836	52 839
Exporte	1 792	2 123	3 518	5 448	5 576	6 242	6 328	8 150	10 003
Motorenbenzolin	16 088	25 051	24 317	26 972	26 021	25 970	26 449	26 511	27 500
Exporte	1 097	1 451	1 841	4 609	4 659	4 397	4 153	5 263	5 706
Rückstandsheizöl	39 855	34 607	13 075	13 068	13 192	12 183	12 232	14 013	13 340
Exporte	3 131	4 801	2 318	4 397	4 066	3 611	4 004	5 377	5 668
Naphtha	4 918	9 371	8 554	9 024	8 495	8 663	8 693	9 389	9 063
Exporte	1 517	575	290	1 047	919	954	962	1 285	1 215
Raffineriegas	4 211	4 793	3 480	4 106	3 888	4 196	4 452	4 425	4 365
Exporte	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flugbenzolin	1 781	1 451	2 610	4 311	4 195	4 157	4 194	4 424	4 252
Exporte	110	61	83	289	513	384	289	534	455
Sonstige Produkte	12 234	13 111	13 253	12 047	11 558	11 459	11 507	11 685	12 278
Exporte	1 887	2 170	2 103	2 811	2 762	2 996	3 110	3 210	3 254
Insgesamt	121 136	136 512	105 957	115 973	114 292	114 083	116 165	120 283	123 637
Exporte	9 534	11 181	10 153	18 601	18 495	18 584	18 846	23 819	26 301

Quelle: Oil Information, IEA/OECD, Paris, 2007.

VERBRAUCH

Der gesamte Mineralölverbrauch betrug 2005 112 Mio. t RÖE (vgl. Abb. 9; die Gesamtnachfrage in Tabelle 12 umfasst Strom und sonstige Umwandlungen). Am größten ist der Verbrauch im Verkehrssektor, der 2005 über die Hälfte des Gesamtverbrauchs ausmachte, gefolgt vom Industriesektor (24%) und den privaten Haushalten (15%). Wie in anderen IEA-Ländern auch ist der Mineralölbedarf im Verkehrssektor gestiegen und in anderen Sektoren gesunken.

Abbildung 9 Mineralölverbrauch nach Sektoren, 1973-2030



* gewerblicher Sektor, öffentlicher Sektor, Landwirtschaft, Fischerei und sonstige nicht genannte Sektoren.

Quelle: *Energy Balances of OECD Countries*, IEA/OECD, Paris, 2007, und von der Bundesregierung zur Verfügung gestellte Unterlagen.

Der Ölverbrauch der privaten Haushalte lag in Deutschland im Jahr 2004 bei 17,7 Mio. t RÖE. Die Ölnachfrage der privaten Haushalte betrug 2004 28%, womit Deutschland unter den 26 IEA-Ländern auf Platz 9 rangierte. (Auf Erdgas entfällt mit 45% der größte Anteil der Energienachfrage im privaten Sektor, so dass Deutschland unter den IEA-Ländern diesbezüglich Platz 7 einnimmt.) Im Jahr 2004 machte der Ölverbrauch des privaten Sektors 15% des gesamten Ölverbrauchs aus, was dem vierthöchsten Niveau unter den IEA-Ländern entspricht.

BRANCHENSTRUKTUR

Der deutsche Ölmarkt ist vollständig liberalisiert und zu 100% in privater Hand. Trotz der Fusion größerer Mineralölgesellschaften im Jahr 2002 zählt der deutsche Downstream-Ölmarkt nach wie vor verhältnismäßig viele Akteure.

UPSTREAM

Deutschland verfügt nur über begrenzte Explorations- und Förderaktivitäten. Die gesamte Erdölförderung belief sich 2005 auf 3,6 Mio. t, wobei sich die Erdölförderung größtenteils auf die Bundesländer Schleswig-Holstein und Niedersachsen konzentrierte. Die begrenzte Offshore-Ölförderung erfolgt im Feld Mittelplate, wo eine Fördermenge von jährlich etwa 1,6 Mio. t erwartet wird. Die sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven lagen zum 1. Januar 2006 bei 46,4 Mio. t. Mit einem Anteil von jeweils 39,2% bzw. 32,0% der Erdölförderung im Jahr 2005 dominieren Wintershall AG und RWE die Upstream-Aktivität. Auf Gaz de France entfielen 13,3% des Fördervolumens und auf BEB Ergas und Erdöl GmbH 11,5%.

RAFFINERIEEN UND EINZELHANDEL

Mit den Übernahmen von DEA Mineralöl AG durch Shell am 1. Juli 2002 und Veba Öl AG durch Deutsche BP am 1. Oktober 2002, aus denen zwei starke Mineralölgesellschaften mit erheblichem Markteinfluss hervorgingen, ergaben sich in der Struktur des deutschen Ölmarkts große Veränderungen. Das Bundeskartellamt genehmigte die Zusammenschlüsse unter der Bedingung, dass Shell und BP jeweils 5,3% bzw. 4% ihrer Tankstellen an Dritte verkauften und BP 45% seines Stammkapitals an der Raffinerie Bayernoil veräußerte.

Unter anderem dank der Beseitigung von Engpässen und Ausbaumaßnahmen in Bestandsanlagen ist die Raffineriekapazität in den letzten Jahren geringfügig von 113 Mio. t im Jahr 2000 auf 115 Mio. t gestiegen. Für die kommenden Jahre sind keine größeren Ausbaumaßnahmen geplant. Derzeit gibt es in Deutschland neun Raffineriegesellschaften (vgl. Tabelle 14).

PKN Orlen, eine polnische Mineralölgesellschaft, trat im März 2003 mit dem Kauf von etwa 500 Tankstellen auf den deutschen Markt. Analog hierzu hat OMV seine Position in Deutschland und insbesondere in Bayern durch den Erwerb von etwa 250 Tankstellen und eines Anteils von 45% an der Raffinerie Bayernoil verstärkt. ConocoPhillips übernahm die Erdölraffinerie Wilhelmshaven mit einer Kapazität von 10,3 Mio. t am 1. März 2006 und plant für die kommenden Jahre größere Investitionen in die Destillationsanlage der Raffinerie, obgleich sich die Effekte dieser Investitionen auf die Destillationskapazität noch nicht quantifizieren lassen.

Die Zahl der Tankstellen ist weiterhin rückläufig und sank von 2000 bis Anfang 2006 von 16 404 auf 15 187. 2006 war die BP/Aral-Gruppe mit 2 522 Tankstellen der größte Tankstellenbetreiber, gefolgt von Shell/DEA mit 2 220. Die größten Anteile am Kraftstoffmarkt befinden sich in den Händen von BP/Aral mit etwa 22% sowie Shell mit 21%. Mittlere Gesellschaften machen einen Anteil von 20% des Kraftstoffmarkts für den Verkehrssektor aus.

Tabelle 14 **Raffineriegesellschaften nach Kapazitätsanteil, Ende 2004**

Shell Deutschland Oil GmbH	31%
Deutsche BP AG	25%
Total Deutschland GmbH	11%
Wilhelmshavener Raffineriegesellschaft	9%
OMV Deutschland GmbH	8%
Esso Deutschland GmbH	8%
Holborn Raffinerie	4%
Agip Deutschland GmbH	3%
ConocoPhillips Germany GmbH	2%

Quelle: Von der Bundesregierung zur Verfügung gestellte Unterlagen.

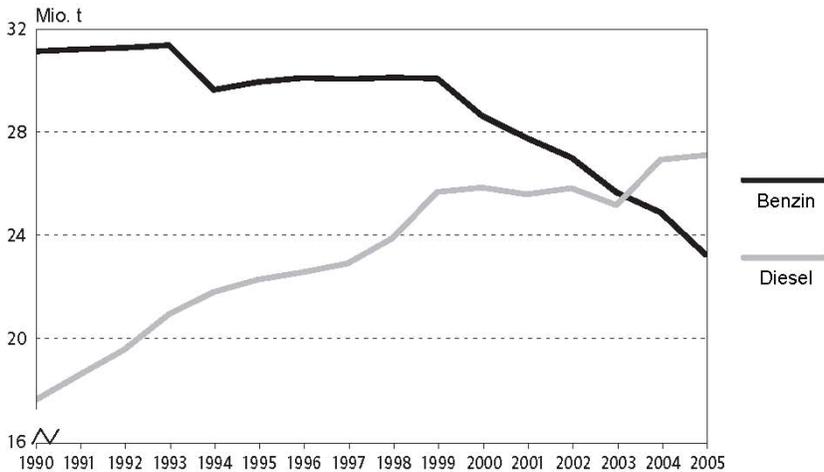
KRAFTSTOFFE IM VERKEHRSSSEKTOR

Einer seit langem betriebenen Politik zufolge fördert die Bundesregierung den Einsatz von Dieselmotoren in Pkw. Wie aus Abbildung 10 hervorgeht, ist der Benzinverbrauch seit einigen Jahren rückläufig, was effizienteren Fahrzeugen, Veränderungen im Reiseverhalten der Verbraucher, dem Umstieg vieler Pkw-Halter auf Dieselfahrzeuge sowie dem Phänomen des zunehmenden Benzintourismus nach preiswerteren Nachbarländern zu verdanken ist. Dieselben Faktoren (mit Ausnahme des Umstiegs auf Dieselfahrzeuge) haben auch die Zunahme des Dieselmotorenverbrauchs zu bremsen begonnen. Etwas mehr als 23% aller Pkw werden in Deutschland mit Dieselmotoren betrieben. Im Jahr 2006 waren 44,2% aller Neuzulassungen Dieselfahrzeuge, gegenüber 30,3% im Jahr 2000. Im Vergleich zu anderen europäischen Ländern ist der Dieselmotorenanteil an den Pkw-Zulassungen in Deutschland verhältnismäßig gering, so dass Deutschland unter 17 europäischen Ländern in Bezug auf den Anteil an den Neuzulassungen auf Platz 8 rangiert (dieser Anteil beläuft sich in Luxemburg beispielsweise auf 75%, in Belgien auf 73% und in Frankreich auf 69%)¹.

Biodiesel spielt als Kraftstoff im Verkehrssektor eine immer wichtigere Rolle, der Verbrauch erreichte 2005 nicht weniger als 1,8 Mio. t, einschließlich der 0,7 Mio. t Beimischungen mit einem maximalen Biodieselanteil von 5%, die in den Statistiken dem Dieselmotorenverbrauch zugerechnet werden (wegen weiterer Informationen zu Biokraftstoffen, vgl. Kapitel 5).

1. AAA (Association Auxiliare de l'Automobile), *New Passenger Car Registrations*, 2005.

Abbildung 10 **Diesel- und Benzinverbrauch im Verkehrssektor, 1990-2005**



Quelle: Annual Oil Statistics, IEA/OECD, Paris, 2007.

Die Preise für Otto- und Dieselmotoren werden weitgehend durch die Steuern auf Mineralölprodukte bestimmt. Die Vorsteuerpreise in Deutschland zählen zu den niedrigsten in der Europäischen Union. Im zweiten Quartal 2006 machten Steuern über 62% des Benzinpreises und 55% des Dieselpreises aus, womit Deutschland nach dem Vereinigten Königreich die höchsten Steuersätze aufwies.

Die jüngsten Langzeitprognosen aus der Ölbranche gehen von einem Rückgang der Pkw-Jahreskilometer, einem stärkeren Ersatz von Benzin-Pkw durch Diesel-Pkw und einem verstärkten Einsatz alternativer Kraftstoffe aus. Den derzeitigen Prognosen zufolge erwartet die Mineralölindustrie in den kommenden Jahren einen weiteren Rückgang des Ölverbrauchs im Verkehrssektor mit konkreten Schätzungen, wonach der Benzinverbrauch in Deutschland zwischen 2005 und 2025 um 42% und der Dieserverbrauch um 12% sinken werden.

KRISENVORSORGE

Die vom Erdölbevorratungsverband (EBV) unterhaltenen Ölvorräte entsprechen durchweg den IEA-Bestimmungen, wonach sie eine Reichweite von 90 Tagen Nettoerdölimporten haben müssen. Der EBV ist für 100% des Bestands der strategischen Vorräte verantwortlich; die Pflichtbevorratung für Erdölherzeuger wurde 1998 aufgehoben. Die vom EBV und der

Industrie zusammen unterhaltenen Notstandsreserven lagen immer weit über der IEA-Pflichtmenge.

Nach der Freigabe der Ölvorräte im Gefolge der Hurrikane Katrina und Rita in den Vereinigten Staaten im Jahr 2005 nahm Deutschland Änderungen an seinem Reaktionsprotokoll auf Ereignisse am internationalen Ölmarkt vor, mit der Begründung, dass die Vereinbarungen zur Freigabe von Ölreserven eher auf Entwicklungen am nationalen Ölmarkt ausgerichtet seien. Verbessert wurden insbesondere die Modalitäten der Freigabe nationaler strategischer Ölreserven im Rahmen international koordinierter Reaktionen auf eine regionale oder globale Störung der Ölversorgung.

KRITISCHE ANALYSE

Deutschland verfügt über einen wettbewerbsfähigen, gut diversifizierten Ölmarkt mit modernen Raffinerien, die Europa eine gute und vielfältige Versorgung mit Mineralölprodukten bieten. Außerdem hat die Bundesregierung ihre Notstandsreserven kontinuierlich über dem von der IEA geforderten Niveau gehalten und damit gewährleistet, dass das Land jederzeit vorbereitet und in der Lage ist, wirksam auf Versorgungsstörungen am Ölmarkt zu reagieren. Nach der Freigabe der Ölreserven im Gefolge der Hurrikane Katrina und Rita im Jahr 2005 identifizierte die Regierung Bereiche, in denen sie noch besser auf internationale Notfälle reagieren könnte, und verbesserte in proaktiver Weise ihre Freigabeprotokolle. Die IEA würdigt Deutschlands Anstrengungen zur Aufrechterhaltung eines gut funktionierenden Ölmarkts und Stärkung der globalen Versorgungssicherheit.

Die Bundesregierung fördert den Einsatz von Dieselmotoren in Pkw, und als Ergebnis dieser seit langem verfolgten Politik wird nahezu ein Viertel aller Pkw und fast die Hälfte aller Neuwagen mit Dieselmotoren betrieben. Im Vergleich zu anderen europäischen Ländern ist dieser Anteil dennoch verhältnismäßig niedrig, und die Bundesregierung könnte ihre derzeitigen Politiken und Maßnahmen einer Evaluierung unterziehen, um sicherzustellen, dass die von ihr aufgestellten Politikziele erfüllt werden, unter besonderer Berücksichtigung der Förderung von Dieselfahrzeugen im Kontext der Umwelt- und Effizienzvorteile anderer Technologien und Optionen. Eine mögliche Anspannung der Lage am Dieselmotorenmarkt könnte einige der relativen Vorteile der steuerlichen Vorzugsbehandlung für Dieselfahrzeuge in Deutschland untergraben.

Der Anteil des Erdöls am Primärenergieverbrauch (36%) ist mit dem der meisten IEA-Länder vergleichbar. Dennoch raten wir der Bundesregierung, Maßnahmen in Erwägung zu ziehen, um diesen Anteil zu reduzieren und insgesamt die Vielfalt der Energieversorgung zu erhöhen. Bei-

spielsweise könnte Deutschland darauf hinarbeiten, den Einsatz von Öl für stationäre Anwendungen wie Heizungssysteme und Großfeuerungsanlagen zu reduzieren, da die Abkehr von diesem Energieträger nicht nur die Versorgungsvielfalt erhöhen, sondern auch negative Umwelteffekte reduzieren könnte. Die Bundesregierung könnte eine Verstärkung der Anreize zur Erhöhung des Anteils alternativer Heizenergiequellen ins Auge fassen, wie die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), wobei darauf geachtet werden muss, dass Anreizprogramme stets auf kosteneffiziente Art und Weise umgesetzt werden. Schließlich könnte die Bundesregierung sich um Effizienzsteigerungen im Verkehrssektor bemühen, wie dies in Kapitel 4 diskutiert wurde, und auf diesem Weg einen Beitrag zur Minderung des Ölverbrauchs leisten.

EMPFEHLUNGEN

Die Bundesregierung sollte:

- *die derzeitigen Maßnahmen im Hinblick auf eine Erhöhung des Dieselanteils evaluieren; die Schaffung kostenwirksamer Anreize zur Förderung effizienter und alternativer Motoren im Verkehrssektor ins Auge fassen;*
- *Maßnahmen in Erwägung ziehen, um den Einsatz von Öl bei stationären Anwendungen zu ersetzen, beispielsweise durch die Verstärkung von Anreizen zum Ausbau der Nutzung alternativer Energiequellen.*

ANGEBOT UND NACHFRAGE

Deutschland hat dank seiner zentralen geographischen Lage in der Mitte Europas guten Zugang zu Erdgaslieferungen aus der Nordsee, den Niederlanden sowie Russland und verfügt zudem über Förderstätten im Inland. Deutschland besitzt nach dem Vereinigten Königreich und den Niederlanden die drittgrößten Erdgasreserven in der Europäischen Union und deckt derzeit 18% seines Verbrauchs durch die heimische Förderung.

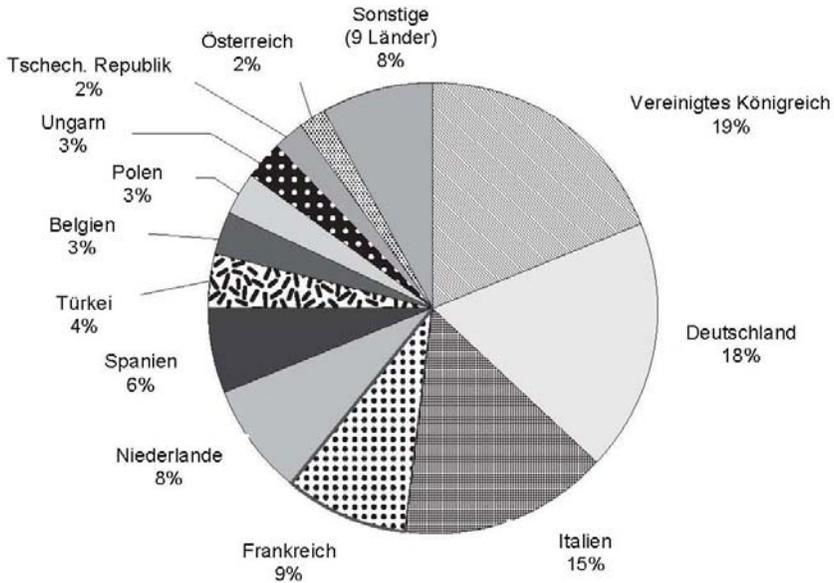
NACHFRAGE

Im Jahr 2005 hatte Erdgas einen Anteil am Primärenergieverbrauch (PEV) von etwa 23%. Der Verbrauch ist kontinuierlich gestiegen, und die Zahl der mit Gas belieferten Haushalte hat sich in den letzten zwanzig Jahren von 7,3 auf 15 Millionen erhöht. Der inländische Erdgasverbrauch lag im Jahr 2003 bei etwa 90,0 Mrd. m³, 2004 und 2005 jeweils bei etwa 91,7 Mrd. m³. Damit ist Deutschland der größte Erdgasmarkt in Kontinentaleuropa und liegt innerhalb der Europäischen Union (EU) an zweiter Stelle, dicht hinter dem Vereinigten Königreich. Der deutsche Erdgasverbrauch machte 2004 18% des europäischen Gesamtverbrauchs aus (vgl. Abb. 11).

Der Gesamtendverbrauch an Erdgas belief sich 2005 auf 61,3 Mio. t RÖE (vgl. Abb. 12). Der größte Erdgasverbraucher sind die privaten Haushalte, die 47% des Markts ausmachen. Die Industrie (ohne nicht energetischen Verbrauch) trägt mit 18% zum Gesamtverbrauch bei. Auf die übrigen Sektoren, darunter der gewerbliche und der öffentliche Sektor, entfallen 31% des Gesamtverbrauchs. Der Pro-Kopf-Erdgasverbrauch der privaten Haushalte dürfte ab 2010 im Zuge der Verbesserung der Energieeffizienz im Gebäudebereich zu sinken beginnen und in den folgenden beiden Jahrzehnten weiter abnehmen.

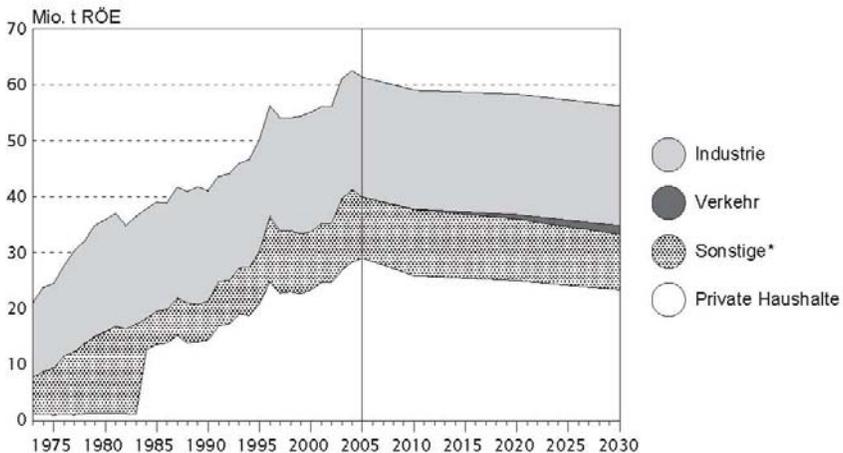
Die Stromerzeugung macht im Verhältnis zum Primärenergieverbrauch 22% aus. Neue Gaskraftwerke sind u.a. in Hürth und Hamm Uentrup geplant. (Wegen weiterer Informationen vgl. Kapitel 9.)

Abbildung 11 Europäische Gasnachfrage, 2004



Quelle: *Energy Balances of OECD Countries*, IEA/OECD, Paris, 2007.

Abbildung 12 Erdgasverbrauch nach Sektoren, 1973-2030



* Gewerblicher Sektor, öffentlicher Sektor, Landwirtschaft, Fischerei und sonstige nicht genannte Sektoren.

Quelle: *Energy Balances of OECD Countries*, IEA/OECD, Paris, 2007, und von der Bundesregierung zur Verfügung gestellte Unterlagen.

Gasverbrauchsspitzen

Der deutsche Erdgasverbrauch lag im Januar 2006 um das 2,7-fache über dem vom August 2005, was auf eine sehr starke Saisonabhängigkeit der Gasnutzung schließen lässt. Solche Spitzenlasten werden durch Gasspeicherkapazitäten und Versorgungsflexibilität bewältigt.

Wie in vielen anderen Bereichen der deutschen Gaswirtschaft auch, sind die Statistiken zum Erdgasverbrauch in der Bundesrepublik nicht so verlässlich wie in anderen IEA-Ländern. Der Bundesregierung zufolge lässt sich der kumulierte Spitzenwinterverbrauch wegen der Vielzahl der Gasversorgungsunternehmen (GVU) und der zeitungleichen Spitzenlasten über alle GVU in Deutschland nicht bestimmen. Angaben zu zeitlich zusammenfallenden Tages- oder Stundenspitzenlasten sowie zu Monatsspitzenlasten liegen nur für einzelne Unternehmen vor. Konsolidierte Daten zu Tages-, Stunden- und Monatsspitzenlasten sind nicht verfügbar.

Unterbrechbare Verträge

Unterbrechbare Verträge werden regelmäßig nur mit Industriekunden geschlossen, die dank bivalenter Anlagen auf alternative Energieträger ausweichen können. 10-20% des Gasabsatzes werden Schätzungen zufolge auf der Basis von unterbrechbaren Verträgen geliefert. Das Wirtschaftssicherstellungsgesetz gestattet staatliche verbrauchslenkende Maßnahmen nur im Fall von Marktstörungen, die nicht mit marktgerechten Mitteln bewältigt werden können. Da die Verbraucher noch nicht die Möglichkeit haben, Bedarfsschwankungen über Gashubs selbst auszugleichen, sondern sich die nötige Flexibilität durch ihre bestehenden Verträge sichern müssen, ist auf dem Markt keine verbraucherseitige Antwort zu erkennen. (Wegen weiterer Informationen vgl. die Abschnitte zu Gashubs und Liquidität.)

Nachfrageprognose

In der Variantenrechnung zur energiewirtschaftlichen Prognose führt die in Zukunft zu erwartende Abkehr von Kohle, Erdöl und Kernenergie zu einem mäßigen Anstieg des Erdgasverbrauchs in den kommenden Jahren (vgl. Tabelle 2). Dieses moderate Wachstum wird hauptsächlich von der Strom- und der Raumwärmeerzeugung ausgehen. Bei den privaten Haushalten wird Erdgas Heizöl nach und nach als wichtigsten Wohnungsheizstoff in Deutschland ablösen, und dieser Trend dürfte sich in den kommenden Jahren beschleunigen. Durch die zunehmende Effizienz der Heizungsanlagen und der Wärmedämmung wird dieser Aufwärtstrend in volumenmäßiger Rechnung etwas gebremst, nicht jedoch in Bezug auf die Zahl der versorgten Kunden.

ANGEBOT

Deutschland ist ein wichtiger Erdgasproduzent, ungefähr 18% seines Gasverbrauchs stammen aus heimischen Quellen. Es verfügt nach den Niederlanden und dem Vereinigten Königreich über die drittgrößten Erdgasreserven innerhalb der EU. Fast alle deutschen Gasreserven befinden sich im Nordwesten des Landes, in Niedersachsen, zwischen der holländischen Grenze und der Elbe.

Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) beziffert die Erdgasreserven in Deutschland auf rd. 270 Mrd. m³. Gegenwärtig beträgt die Jahresfördermenge rd. 17 Mrd. m³, wegen zunehmend schwieriger Bedingungen verläuft der Produktionstrend seit Ende der siebziger Jahre jedoch flach. Angesichts der gegenwärtig hohen Erdgaspreise wird allerdings erwartet, dass sich der Einsatz verbesserter Fördertechniken künftig rentieren wird, womit dem Effekt der natürlichen Abnahme entgegengewirkt würde. Die Entdeckung neuer Gasreserven auf dem Festland ist in Deutschland unwahrscheinlich. In der Nordsee könnten sich aber Lagerstätten befinden; um sie zu entdecken, müssten in den fraglichen Gebieten jedoch Bohrungen durchgeführt werden, was die Naturschutzgesetzgebung derzeit verbietet.

Handel und Einfuhr

Über vier Fünftel des inländischen Bedarfs wurden 2005 durch Importe gedeckt. Die Bezugsquellen sind breit diversifiziert, 35% des Gesamtgasangebots (42% der Einfuhren) stammen aus Russland, 24% (29% der Einfuhren) aus Norwegen, 20% (24% der Einfuhren) aus den Niederlanden und weitere 4% des Gesamtangebots und der Einfuhren aus anderen Ländern (hauptsächlich aus Dänemark und dem Vereinigten Königreich). Die Einfuhren verringerten sich 2005 gegenüber 2004 um 0,7%. Die meisten Einfuhren nach Deutschland erfolgen im Rahmen langfristiger Gaslieferverträge, die an die Preise für Mineralölerzeugnisse gekoppelt sind. Es liegen nicht genügend Daten vor, um zu ermitteln, welcher Teil des zukünftigen Bedarfs durch diese Verträge gedeckt werden kann; bekannt ist allerdings, dass die Exporte der Niederlande zwischen 2015 und 2020 auslaufen werden. Gazprom hat seine Ausfuhrverträge mit E.ON Ruhrgas und Wingas indessen bis mindestens 2035 verlängert. Auch die Verträge mit VNG wurden bis mindestens 2030 verlängert. Dies unterstreicht die Bedeutung eines diversifizierten Vertragsportfolios mit unterschiedlichen Bedingungen und Laufzeiten.

Deutschland ist nicht nur ein großer Gasverbraucher, sondern dient auch als Transitland für russisches und norwegisches Gas und wird damit selbst zum Exporteur. Wie bei vielen anderen Aspekten des deutschen Gasmarkts auch ist es sehr schwierig, Information zu den Transitflüssen

zu erhalten. Informationen über einige Verträge sind jedoch der Öffentlichkeit zugänglich, so z.B. zu den Transitrouten zwischen den italienischen Importeuren und den norwegischen Exporteuren. In Deutschland kommt es häufig zu physischen Swaps, was bedeutet, dass die physischen Gasflüsse nicht immer mit den vertraglich vereinbarten Transportpfaden identisch sind. In Frankreich werden die Tagesmengen an sämtlichen Ein- und Ausspeisepunkten zwischen den verschiedenen Netzen mit 24-stündiger Verzögerung auf einer Website veröffentlicht, so dass die Unternehmen wesentlich besser über Angebot und Nachfrage informiert sind. Auf den meisten wettbewerbsoffenen Märkten muss im Allgemeinen ein Online-Zugriff auf standardisierte Daten zu den verfügbaren Gas-transportkapazitäten und den Durchsatzraten möglich sein. Indikative Gasflüsse werden im Voraus veröffentlicht, geschätzte in Echtzeit und tatsächliche mit kurzer zeitlicher Verzögerung. Auf wettbewerbsoffenen Märkten werden die saldierten Gasflüsse vom unabhängigen Netzbetreiber veröffentlicht, wodurch alle etwaigen Vertraulichkeitsprobleme vermieden werden können. In Deutschland ist die gesellschaftsrechtliche Entflechtung von Netzbetrieb und Gasversorgung Vorschrift, weshalb die Netzbetreiber verpflichtet werden sollten, dem Markt solche Informationen zur Verfügung zu stellen.

Versorgungssicherheit und Diversifizierung

Die Sicherheit der Gasversorgung beruht auf mehreren Säulen: Speicherkapazitäten, Diversifizierung der Bezugsquellen und Transportwege, langfristige Gaslieferverträge mit den in- und ausländischen Produzenten sowie unterbrechbare Verträge. Den Unternehmen obliegt es, ausreichend Speicher- und Transportkapazität zu buchen, um eine sichere Versorgung der Kunden auch in Ausnahmesituationen (z.B. bei Lieferausfällen) zu gewährleisten. Derzeit verfügt Deutschland über eine Gasspeicherkapazität, mit der sein durchschnittlicher Bedarf von 80 Tagen gedeckt werden kann.

Obwohl die Gasimporte hinsichtlich der Herkunftsländer relativ gut diversifiziert sind, bezieht Deutschland 35% seiner Erdgaslieferungen (42% der Einfuhren) von nur einem Unternehmen, Gazprom, und dieser Anteil steigt weiter. Die russischen Importe gelangen über zwei gesonderte Pipeline-Systeme nach Deutschland, die über die Ukraine bzw. über Belarus führen. 2010 soll mit der Nord Stream eine direkte Pipeline durch die Ostsee von Russland nach Deutschland ans Netz gehen, womit eine Route für Gasimporte zur Verfügung stehen wird, bei der der Überlandtransport durch Transitländer vermieden werden kann. Das norwegische und niederländische Gas gelangt nicht über Transitländer nach Deutschland.

Verantwortlich für das Monitoring der Versorgungssicherheit in der Strom- und Gaswirtschaft ist gemäß dem Energiewirtschaftsgesetz das BMWi. Laut dem BMWi befindet sich Deutschland auf Grund vorhandener

langfristiger Lieferverträge, eines vergleichsweise großen Speichervolumens (vgl. Abschnitt zu den Speicherkapazitäten) und einer relativ breiten Diversifizierung der Bezugsquellen in einer guten Position.

BRANCHENSTRUKTUR

Die historische Entwicklung der deutschen Gaswirtschaft hat sich stark in den derzeit in diesem Sektor festzustellenden Problemen niedergeschlagen (siehe Kasten).

Historische Entwicklung der Gaswirtschaft

Der deutsche Gasverbrauch ist rasch gestiegen: Konnte er Anfang der sechziger Jahre großenteils noch durch kleine Mengen an Stadtgas gedeckt werden, machte er 2005 über 23% des PEV aus. Der entscheidende Faktor für den Anstieg des Gasanteils am deutschen Energiemarkt, durch den sich Gas von einem Nischenprodukt zu einem wichtigen Energieträger entwickelte, war die Entdeckung des Gasfelds Groningen in den Niederlanden in den fünfziger Jahren, in deren Folge 1967 die ersten Gasimporte nach Deutschland gelangten.

Das niederländische Erdgas wurde in Deutschland als Konkurrenzprodukt zu Gasöl und schwerem Heizöl vermarktet. Damals war Gasöl der wichtigste Brennstoff zur Wohnraumbeheizung, während schweres Heizöl in Industriekesseln eingesetzt wurde. Die ersten langfristigen Gaslieferverträge wurden für Laufzeiten von 25 Jahren abgeschlossen, wobei die Bezugspreise für Erdgas so festgelegt waren, dass sie auf den Energiegehalt umgerechnet denen von schwerem Heizöl und Gasöl entsprachen (abzüglich eines Preisabschlags zur Förderung der Markteinführung. Ein in Privatbesitz befindliches Unternehmen, Ruhrgas, erhielt von den Groningener Konzessionshaltern (Shell und Exxon) eine Kapitalspritze, damit es das niederländische Erdgas in ihrem Auftrag in Westdeutschland vermarkten konnte. Ruhrgas war in geographischer Hinsicht besser platziert als sein Hauptkonkurrent, Thyssengas, und konnte sich deshalb rasch als Vertreter des niederländischen Gasvertriebsunternehmens Gasunie durchsetzen. Ruhrgas übernahm die Verantwortung für den Bau und Betrieb der Pipelines in Deutschland, garantierte den Absatz bestimmter Volumen und sicherte den Produzenten

(Fortsetzung nächste Seite)

(Fortsetzung)

den höchsten Nettopreis (Preis abzüglich Transportkosten) in Öl-äquivalenten. Um dies zu schaffen, erwarb Ruhrgas Beteiligungen an den regionalen Weiterverteilern und den kommunalen Versorgungsunternehmen, den Stadtwerken, die zur Umstellung auf Erdgas bewegt wurden.

In Anbetracht des Erfolgs der Operation zur Vermarktung des niederländischen Erdgases wurden in den siebziger Jahren Verhandlungen mit der Sowjetunion und Norwegen eingeleitet, um von dort unter Anlegung der gleichen Preisfindungsregeln Gas zu importieren. Nach äußerst heiklen und komplizierten Verhandlungen strömte 1973 erstmals russisches Gas von Ost- nach Westdeutschland, gefolgt von norwegischem Gas im Jahr 1977, in beiden Fällen im Rahmen von 20-Jahres-Verträgen. In der Zwischenzeit hatte in den sechziger Jahren auch die Gasförderung in Deutschland begonnen. Nach der Wiedervereinigung gingen die ostdeutschen Gasaktiva in die Verbundnetz Gas AG (VNG) über, an deren Kapital sich mehrere Marktakteure beteiligten, darunter Ruhrgas sowie ein großer Erdgasproduzent, Wintershall.

1991 gründeten die russische Gazprom und Wintershall (eine Tochter des Chemieriesen BASF) ein Gemeinschaftsunternehmen, um der Ruhrgas AG Konkurrenz zu machen, die sie der Berechnung überhöhter Preise verdächtigten. Da es diesem Gemeinschaftsunternehmen – Wingas – nicht gelang, Zugang zu den existierenden Gasleitungen zu erlangen, baute es in Deutschland ein eigenes Netz auf. Wingas litt anfänglich unter unzureichender Glaubwürdigkeit auf dem Markt, konnte sich dann aber als zweitgrößter Gasimporteur in Deutschland durchsetzen und vereint inzwischen in volumenmäßiger Rechnung 12% des deutschen Markts auf sich. Gazprom liefert auch weiter an Ruhrgas.

Trotz des Drucks der Europäischen Kommission ist die auf vertikaler Kooperation beruhende Branchenstruktur von Anfang der siebziger Jahre bis heute erhalten geblieben und wurde in jüngster Zeit auch weiter verstärkt. Diese historische Entwicklung resultierte in den relativ komplizierten Beteiligungsstrukturen der Gasunternehmen entlang der gesamten Wertschöpfungskette vom Produzenten bis zum Endverbraucher – eine Kette, die durch langfristige Verträge zusammengehalten wird, in denen die Preise von den Mineralölpreisen bestimmt werden.

ERDGASFÖRDERUNG

In der deutschen Erdgasförderung waren zuvor BEB (Exxon und Shell, 50%) und Mobil (Exxon, 25%) vorherrschend. Diese Unternehmen sind in Norddeutschland auch in der Verteilung und im Vertrieb von Erdgas tätig. 50% der gemeinsamen Förderung wurden im Rahmen eines Take-or-Pay-Vertrags an Ruhrgas verkauft. Nach der Übernahme von Mobil durch Exxon wurden die Vertriebsaktivitäten aufgespalten. Ein Gemeinschaftsunternehmen von ExxonMobil und Shell kümmert sich nun um den Netzbetrieb, der von den anderen Geschäftsbereichen getrennt wurde, sowie um die Erdgasförderung, die 80% der deutschen Gesamtproduktion ausmacht. Das meiste deutsche Erdgas weist den gleichen unter dem Standardwert liegenden Brennwert auf wie das niederländische Gas und wird im Binnenland gefördert.

Die übrigen 20% der deutschen Gasförderung teilen sich mehrere Unternehmen, darunter RWE-DEA, Gaz de France und Wintershall.

DAS DREISTUFIGE VERSORGUNGSSYSTEM

Die deutsche Gaswirtschaft ist relativ kompliziert aufgebaut, weil das System im Hinblick auf eine Bündelung der Nachfrage organisiert wurde, die die Vermarktung von Erdgas in Deutschland ermöglichen sollte, und nicht im Blick auf die Schaffung eines effizienten, wettbewerbsoffenen Markts. Um die Nachfrage zur Förderung des Erdgasabsatzes zu bündeln, wurde der Markt in drei halb getrennte Stufen aufgeteilt. Auf der lokalen (dritten) Ebene sind ungefähr 700 lokale Gasversorger tätig, die Stadtwerke, bei denen die Nachfrage der Einwohner der jeweiligen Kommunen sowie häufig auch einiger mittlerer Industriekunden ihrer Region nach Gas und anderen Diensten¹ zusammengefasst wird. Die Stadtwerke selbst befinden sich in der Regel in Mehrheitsbesitz der Kommunen.

Die Nachfrage der Mehrzahl der Stadtwerke sowie einiger Großkunden wird bei rund dreißig regionalen Gasversorgern gebündelt, die die zweite Stufe bilden (darunter Gas Union, Bayerngas GmbH und Saar Ferngas AG). Einige Stadtwerke und Großkunden sind nicht auf diese Stufe angewiesen, weil sie allein schon sehr große Nachfragezentren bilden, so dass sie ihr Gas direkt von den Importeuren beziehen können, so z.B. die Stadtwerke Düsseldorf, Hannover und Kiel oder die GASAG Berlin. In den traditionellen Versorgungsgebieten der Erdgasimporteure, wie RWE/Thyssengas, war die Lieferkette im Allgemeinen ebenfalls kürzer, doch sowohl E.ON Ruhrgas als auch RWE haben vor kurzem Unternehmen der mittleren Stufe zwischengeschaltet, wie Avacon (E.ON), E.ON Hanse oder RWE Rhein Ruhr, die Import und Handel übernehmen und die regionalen Weiterverteiler beliefern.

1. Beispielsweise Wasserversorgung, Müllabfuhr, Telefon und Internet.

Die regionalen Gasversorger beziehen ihr Gas wiederum ebenso wie einige große Stadtwerke und auch eine Reihe sehr großer Industriekunden aus den Hauptleitungsnetzen, die sich im Besitz der drei großen Unternehmen der obersten Stufe befinden: E.ON Ruhrgas AG (55% in volumenmäßiger Rechnung), Verbundnetz Gas AG (VNG, 10%) und Wingas GmbH (11%). Diese überregionalen Versorgungsunternehmen beziehen das Gas ihrerseits im Rahmen langfristiger Take-or-Pay-Verträge aus dem Ausland oder bei den einheimischen Förderstätten, die sich größtenteils im Besitz von Exxon-Mobil oder Shell befinden. Der andere große Akteur auf dem deutschen Gasmarkt ist die RWE AG (10%), die VEW und Thyssengas aufgekauft hat, um sich als Gasimporteur und wichtigster Weiterverteiler von Ruhrgas durchzusetzen.

Die relativ klare Ordnung des deutschen Gasmarkts wurde in den neunziger Jahren durch Wingas durcheinander gebracht, ein Unternehmen, das eine eigene Pipeline für Importe aus Russland baute, um sich Marktzutritt zu verschaffen, und aggressiv Marktanteile eroberte, indem es überall, wo es Leitungsnetze einrichtete, Gas direkt an Stadtwerke, Industriekunden und regionale Versorgungsunternehmen verkaufte. Dies löste eine Reihe ähnlicher Aktionen auf Seiten der Konkurrenz aus, die durch langfristige Lieferverträge den vorgeschalteten Unternehmen gegenüber zur Abnahme verpflichtet war und es sich nicht leisten konnte, auf ihrem Gas „sitzen zu bleiben“. Dies resultierte in einem gewissen Maß an Wettbewerb zwischen den großen Marktakteuren, was zur Folge hatte, dass profitablere Nachfragezentren, wie z.B. große Industriekunden, den Anbieter wechselten, während andere Nachfragezentren zerfielen (so verließen mittelgroße Industriekunden beispielsweise die Stadtwerke, bei denen ihre Nachfrage zuvor gebündelt wurde).

Bei den Unternehmen der Produktions- sowie der ersten und zweiten Handelsstufe handelt es sich um – z.T. börsennotierte – Handelsgesellschaften; die auf der dritten Stufe tätigen Stadtwerke sind privatrechtliche Gesellschaften, an denen häufig die Kommunen Mehrheitsanteile halten.

Auch einige ausländische Anbieter sind auf den deutschen Markt vorgezogen, so die französische Gaz de France (GdF), die dänische DONG, die niederländische Essent, BP und die italienische Eni. Die größten neuen Anbieter aus dem Ausland sind GdF in Süddeutschland und DONG in Norddeutschland. Dass die meisten dieser Anbieter in geographischer Nähe ihrer Heimatmärkte tätig sind, lässt darauf schließen, dass es ihnen nur gelingt, bereits existierende Anlagen zu nutzen, aber nicht, neue Aktivitäten in Deutschland aufzubauen. Noch immer ist es keinem in- oder ausländischen Marktteilnehmer möglich, wie Ruhrgas und Wingas bundesweit in den Wettbewerb zu treten.

GASHUBS

Die bestehende kooperative Struktur der deutschen Gaswirtschaft und die von unten nach oben ausgerichtete Verwaltung von Gasnachfrage und -angebot erschweren den Aufbau tiefer, liquider Gashandelsplätze bzw. Hubs. Hubs sind Anlandepunkte, an denen eine große Zahl von Käufern und Verkäufern miteinander ins Geschäft kommen können, u.a. weil unterstützende Dienste wie Speicher und Transport zur Verfügung stehen. Mehrere solcher Hubs wurden gegründet, hatten jedoch nur mäßigen Erfolg. Der Eurohub in Bunde lief z.B. mehrere Jahre mit minimalen Handelsvolumen, dann brach der Handel mangels Liquidität ein. Da zu wenig Marktteilnehmer Zugang zum Leitungsnetz hatten, bestand keine ausreichende Nachfrage nach Hub-Dienstleistungen.

Der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) zufolge sind die Netzbetreiber verpflichtet, eine gemeinsame elektronische Handelsplattform einzurichten. Bis dies soweit ist, müssen die Betreiber von Fernleitungsnetzen im Internet jeweils für ihr Netz eine elektronische Plattform für den Handel mit Kapazitätsrechten aufbauen. Diese Plattform muss Online-Verknüpfungen zu den Handelsplattformen der benachbarten Netzbetreiber enthalten. Auf das Problem der Regelung des Gastransports zwischen und innerhalb der verschiedenen Stufen des Gasversorgungssystems geht die GasNZV nicht ein.

Da die Gasverfügbarkeit bei den Unternehmen liegt, können Programme zur Steigerung der Liquidität am Gasmarkt von der Bundesregierung nicht direkt umgesetzt werden, sofern es nicht um kartellrechtliche Fragen geht. Eine der Auflagen für die umstrittene Übernahme von Ruhrgas durch E.ON im Jahr 2003 war die Durchführung eines Gas-Release-Programms. Damit sollte der Wettbewerb auf dem deutschen Gasmarkt belebt werden, das Programm war jedoch schlecht konzipiert: Die im Rahmen der ersten beiden Jahresauktionen freigegebenen Gasmengen fanden keinen großen Anklang, weil sich der erfolgreiche Bieter keine Transportkapazitäten im Netz der E.ON Ruhrgas sichern konnte.

Die Bundesregierung hat im Sommer 2005 auf Grundlage des neuen EnWG, das sich im Wesentlichen mit der Netzregulierung und dem gesellschaftsrechtlichen Unbundling befasst, zwei Verordnungen erlassen: die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV), die transparenten und diskriminierungsfreien Zugang zum Gasnetz sicherstellt, und die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV), die eine verbindliche Methode zur Berechnung der genehmigungspflichtigen Netzentgelte liefert.

Der einzige relativ liquide Hub in Deutschland ist der von BEB im Nordwesten des Landes, der durch die Veräußerung des BEB-Netzes durch dessen vormalige Eigentümer Shell und Exxon entstand. Die gleichberechtigten Netzzugangsbedingungen, die diese Unternehmen bei ihrem Ausscheiden aus dem Gastransportgeschäft aushandelten, schufen die

Voraussetzung für einen erfolgreichen Netzzugang Dritter, womit sich ein liquider Gashandelsplatz entwickeln konnte.

WETTBEWERB

Die gesetzliche Grundlage für die Öffnung des gesamten Endkundenmarktes wurde bereits 1998 geschaffen. Das Bundeskartellamt und die Landeskartellbehörden sind auch für die Missbrauchsaufsicht in der Energiewirtschaft zuständig. Dem Bundeskartellamt obliegt zusätzlich die Fusionskontrolle für den Energiesektor nach dem Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen.

Gas-zu-Gas-Wettbewerb ist in der deutschen Gaswirtschaft etwas Neues. Die Geschichte der Branche ist auf Zusammenarbeit gegründet, und es sind die Instrumente dieser Zusammenarbeit, die langfristigen Lieferverträge zwischen den verschiedenen Gliedern der Wertschöpfungskette, die den Markt fesseln. Diese Inlandsverträge, deren Laufzeiten häufig 20-30 Jahre betragen, deckten den gesamten Gasbedarf des Käufers ab und enthielten Flexibilitätsklauseln mit Kapazitätsrechten, die die Lieferung des Gases bis zum Endverbraucher ermöglichten. Wie nachstehend erörtert, wurden diese langfristigen Lieferverträge vor kurzem vom Bundeskartellamt für rechtswidrig erklärt.

Zwei entscheidende Fragen haben die Entwicklung von Wettbewerb behindert. Die erste Frage ist die des Netzzugangs. Die Gasunternehmen sind derzeit zugleich Eigentümer und Betreiber der Leitungsnetze, die erforderlich sind, um das Gas vom Punkt des Kaufs bis zum Punkt der Vertragserfüllung zu transportieren, an dem das Gas weiterverkauft wird. Um ihre bestehende Kundenbasis zu schützen, haben diese Unternehmen große Anreize, potenzielle Konkurrenten am Zugang zu ihren Netzen zu hindern, und dies obwohl die gesellschaftsrechtliche Entflechtung seit mehreren Jahren Vorschrift ist. Wenngleich sich der Wechsel eines Kunden zur Konkurrenz eindeutig nicht auf die Gasmengen auswirkt, die durch eine bestimmte Leitung fließen müssen, wird vielen neuen Anbietern mitgeteilt, dass die Leitungen, die sie zum Transport ihres Gases benötigen, bereits in vollem Umfang durch den etablierten Anbieter belegt sind. Die zweite Frage ist die der freien Gasmengen. Das Bundeskartellamt entschied im April 2006, dass es wettbewerbswidrig ist, Unternehmen über längere Zeiträume vertraglich zu verpflichten, ihren gesamten Gasbedarf bei einem einzigen Anbieter zu beziehen, da dadurch ein potenzieller Markt effektiv verschlossen werde. Gemäß der Entscheidung des Bundeskartellamts können die Gaslieferanten keine Zweijahresverträge abschließen, die sich auf mehr als 80% des jährlichen Gesamtvolumens beziehen, und keine Vierjahresverträge, die der Deckung von mehr als 50% des Jahresbedarfs dienen.

Die Gasimporteure behaupten, dass diese Entscheidung die Nachfragestabilität beeinträchtigen und so neue Investitionen in die vorgelagerten und mittleren Kapazitäten verhindern könnte, wobei sie darauf verweisen, dass jegliche Änderung in den Verträgen die bestehende Struktur der deutschen Gaswirtschaft ernstlich gefährden könnte. Da die bestehende Struktur nun aber nicht zu Wettbewerb führt, könnte ihre Veränderung und das Verbot langfristiger Inlandsverträge mit einem einzigen Anbieter durchaus ein sehr wichtiger Schritt nach vorn auf dem Weg zur Umgestaltung des bislang kooperativ aufgebauten deutschen Gassektors in einem wettbewerbsoffenen Markt sein.

LIQUIDITÄT

Die langfristigen Verträge², über die die verschiedenen Glieder der Wertschöpfungskette der deutschen Gaswirtschaft miteinander verknüpft sind, gründen sich auf eine Mindestmenge an Gas, die dem Importeur während eines bestimmten Zeitraums geliefert und von ihm bezahlt werden muss. Der Importeur verkaufte das Gas an seine Kunden dann traditionell auf der Basis, dass 100% des Bedarfs bei ihm bezogen werden mussten. Insofern durch diese Verträge der gesamte Bedarf des Kunden gedeckt und den Produzenten ein maximaler Erlös gesichert wird, ist diese Wertschöpfungskette selbsttragend. Dies bedeutet, dass für die einzelnen Stadtwerke eigentlich nicht die Notwendigkeit bestehen sollte, Gas bei Dritten zu kaufen oder an Dritte zu verkaufen, um Bedarfsanpassungen vorzunehmen. Ebenso verfügt ein Importeur mit einem Vertragsportfolio über ausreichende Flexibilität, um die nachgelagerten Kunden zu beliefern.

Dennoch bestehen bei dieser Struktur für die Unternehmen geschäftliche Anreize zum Sekundärhandel, da jedem Marktteilnehmer ein etwas anderer Gaspreis zugeordnet ist. Durch die Möglichkeit einer Optimierung zwischen den Verbrauchern würden Handelsanreize entstehen, wenn es leicht wäre, Zugang zum Transportnetz zu erlangen. Bislang war dieser Zugang jedoch schwer zu garantieren – die Tatsache, dass sich die regionalen Leitungsnetze im Besitz der großen Gashandelsunternehmen befinden, dürfte einer der Hauptgründe für den mangelnden Zugang Dritter

-
2. Innerhalb Deutschlands decken diese Verträge den gesamten Gasbedarf des jeweiligen Kunden ab und funktionieren als Take-or-Pay-Verträge für die importierenden Unternehmen. Take-or-Pay-Verträge verpflichten den Verkäufer, vertraglich festgelegte Gasmengen zu liefern, und den Käufer, diese zu bezahlen, ob er sie nun tatsächlich abnimmt oder nicht. In der Regel enthalten diese Verträge ein flexibles Element, das nötigenfalls in Anspruch genommen werden kann. Die Take-or-Pay-Verträge in der Gaswirtschaft sind nicht standardisiert, sondern maßgeschneidert und bieten in der Regel beiden Seiten ein erhebliches Maß an Flexibilität.

zu diesen Netzen sein, was die Entwicklung liquider Märkte behindert. Befinden sich Gashandel und Netzbetrieb im Besitz derselben Obergesellschaft, bestehen für den Eigentümer der Netze fast immer starke Anreize für diskriminierendes Verhalten zu Gunsten des verbundenen Versorgungsunternehmens.

LIEFERANTENWECHSEL

Die Lieferantenwechselquote ist in Deutschland gering: Nur 302 Kunden wechselten 2005 den Anbieter. Die BNetzA arbeitet gegenwärtig an einer Standardisierung der Verfahren, um zu einem einheitlichen automatisierten Prozess für ganz Deutschland zu gelangen. Bislang besteht der Hauptvorteil, der sich für die Kunden beim derzeitigen Grad der Liberalisierung feststellen lässt, darin, günstigere Tarife mit dem aktuellen Anbieter aushandeln zu können. Weil der Importeur durch einen langfristigen Vertrag verpflichtet ist, eine bestimmte Menge an Gas abzunehmen, ist der Verlust eines Kunden für ihn mit hohen Kosten verbunden (der Importeur muss das Gas bezahlen, ob er es verkauft oder nicht). Da die meisten Importunternehmen Minderheitsbeteiligungen am Kapital der nachgelagerten Unternehmen halten, wird diese Rigidität auf den ganzen Markt übertragen. Der Vermarkter erhält Anreize zur Verringerung der eigenen Gewinnspanne, um sein Marktvolumen zu sichern, so dass er den Kunden häufig Preisermäßigungen anbietet, um sie halten zu können. Wenn das fragliche Unternehmen auch im Besitz des Gasnetzes ist, hat es einen Anreiz und eine Möglichkeit, den eigenen Marktanteil zu sichern. Deswegen vermuten viele Unternehmen, dass die Preisermäßigungen und Vertragsneuaushandlungen, in deren Genuss die deutschen Gaskunden kommen, in den Zahlen zum Lieferantenwechsel unterzeichnet sind. Dies könnte der Fall sein, hat aber auch zur Folge, dass Transparenz und Wettbewerbsdruck geringer sind als auf anderen Märkten, z.B. im Vereinigten Königreich, wo die höchsten Lieferantenwechselquoten in ganz Europa festzustellen sind. Die Anstrengungen zur Standardisierung und Automatisierung des Lieferantenwechselprozesses dürften in einer Erhöhung der Transparenz resultieren.

TRANSPARENZ

Das deutsche System ist auf eine vertikale Vermarktung des Erdgases vom Punkt der Einfuhr nach Deutschland bis zum Endverbraucher ausgelegt. Anders als auf einem wettbewerblich verfassten Markt, wo das regulierte Netz gewaltige Anreize hat, für seine Dienste zu werben, und die Preise in einem offenen Verfahren durch Handel festgelegt werden, besteht bei diesem Modell kaum ein Grund bzw. die Notwendigkeit, Informationen außerhalb der Wertschöpfungskette auszutauschen. Da eine vollständige Trennung der Transportnetze unterblieben ist, die für

solche Anreize hätte sorgen können, sind in der Gasnetzentgeltverordnung und der Gasnetzzugangsverordnung Mindestauflagen für die Offenlegung von Informationen durch die Netzbetreiber vorgesehen. Diese Auflagen verlangen, dass die Gastransportunternehmen unter bestimmten Umständen täglich Systemdaten veröffentlichen müssen, u.a. zum Gesamtumfang der vertraglich vereinbarten festen und unterbrechbaren Kapazitäten und zum Umfang der zwischen den Teilnetzen verfügbaren Transportkapazitäten, ergänzt durch eine gemeinsame detaillierte Gasnetzkarte für ganz Deutschland. Der IEA liegen keine derartigen Informationen für Deutschland vor. In Frankreich werden die Gesamtkapazitäten und die Gesamtgasflüsse demgegenüber täglich veröffentlicht, und im Vereinigten Königreich werden die Nominierungen und Kapazitäten im Voraus bekannt gegeben. BEB, der einzige deutsche Netzbetreiber, der sich nicht im Mehrheitsbesitz eines Gaslieferanten befindet, veröffentlicht solche Informationen zu den Gasflüssen.

GASNETZ

REGULIERUNG

Mit dem Energiewirtschaftsgesetz vom Juli 2005 wurde der Netzbereich einer detaillierten Regulierung gemäß der zweiten EU-Gasrichtlinie unterworfen. Die Regulierung ist jedoch immer noch lückenhaft, zumal Ferngasleitungen ausgenommen sind. (Wegen weiterer Informationen vgl. Abschnitt zum Gastransport.) Die Aufgaben im Zusammenhang mit der Regulierung werden auf Bundesebene von der Bundesnetzagentur, der ehemaligen Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post (RegTP), einer dem Bundeswirtschaftsministerium nachgeordneten Behörde, wahrgenommen. Die Regulierung von Netzbetreibern, die nur in einem Bundesland tätig sind, obliegt den Landesregulierungsbehörden, sofern diese ihre Befugnisse nicht an die BNetzA abgetreten haben. Die Bundesnetzagentur verfügt über Ex-post-Kompetenzen zur Sicherung des diskriminierungsfreien Netzzugangs und Ex-ante-Kompetenzen zur Genehmigung der Netzentgelte. Gemäß EnWG hat sie die Missbrauchsaufsicht, d.h. die Befugnis, Netzbetreibern Verhaltensweisen zu untersagen, die sich als Missbrauch ihrer Marktstellung darstellen. Ohne wirksamen Wettbewerb können erzielte Einsparungen über die Wertschöpfungskette an den Produzenten weitergegeben oder vom Gasversorgungsunternehmen einbehalten werden, womit sie nur minimale Auswirkungen auf die Verbraucherpreise haben. Obwohl der Effekt von Veränderungen der Netzzugangsentgelte auf die Verbraucherpreise begrenzt ist, da sie nur einen kleinen Teil des Gasbezugspreises ausmachen, könnte es sein, dass die derzeitige Struktur die Kunden daran hindert, die Vorteile von Maßnahmen zur Senkung der Netzentgelte wahrzunehmen. (Wegen weiterer Informationen vgl. Abschnitt zur Preisgestaltung.)

GASBESCHAFFENHEITEN

Auf Grund derselben historischen Gegebenheiten, die auch die Entwicklung der Gaswirtschaft bestimmten, werden die verschiedenen Netze mit unterschiedlichen, von der Bezugsquelle abhängigen Gasbeschaffenheiten betrieben: Norwegisches Gas hat einen höheren Brennwert als russisches Gas, das wiederum einen höheren Brennwert als das qualitativ minderwertige niederländische Gas hat. Die drei Gasbeschaffenheiten unterscheiden sich, und derzeit wird jedes Gasnetz jeweils nur mit einer Sorte betrieben. Es herrscht Einigkeit darüber, dass die beiden qualitativ höherwertigen Gassorten, das norwegische und das russische, problemlos gemischt und in denselben Netzen transportiert werden könnten. Außerdem könnten an den Punkten, an denen Netze mit unterschiedlicher Gasbeschaffenheit zusammentreffen, Konditionierungsanlagen eingerichtet werden, wodurch ein einheitlicher Markt für Gas geschaffen werden könnte.

TRANSPORT

Die Gesamtlänge des Pipelinenetzes beträgt 380 000 km. Rund 103 000 km (27%) sind Hochdruckleitungen (100 bar bis 1 bar), etwa 150 000 km (39%) sind Mitteldruckleitungen (1 bar bis 100 mbar) und etwa 127 000 km (35%) sind Niederdruckleitungen. In Abbildung 13 sind die existierenden und geplanten Gastransportinfrastrukturen in einer Karte dargestellt.

Entsprechend den Vorgaben des neuen EnWG, das eine Entflechtung vorschreibt, haben die großen Gasversorgungsunternehmen für den Betrieb der Transportnetze getrennte Gesellschaften gegründet. Die regionalen und örtlichen Verteilernetze werden von Ausgründungen der regionalen und lokalen Weiterverteiler betrieben, soweit es sich nicht um Netze mit weniger als 100 000 Kunden handelt. Dem Bundeskartellamt und der Bundesnetzagentur obliegt es, sicherzustellen, dass die Geschäftsführung dieser Unternehmen von der ihrer in der Gasversorgung tätigen Muttergesellschaften getrennt ist. Beide Behörden können Untersuchungen einleiten und von Amts wegen oder auf Antrag anderer Unternehmen Verfahren anstrengen.

Der Netzzugang befindet sich nunmehr im Übergang zu einem regulierten System. Im Gasjahr 2005/2006 (das Gasjahr beginnt jeweils am 1. Oktober) wandte die Branche das optionale Einzelbuchungsmodell an, das die Kunden verpflichtete, einen Vertrag mit dem Anbieter auf ihrer jeweiligen Marktstufe abzuschließen – ein Verfahren, das dann in der ganzen Wertschöpfungskette bis hoch zur Ebene des Gasimporteurs wiederholt wurde. Die Branche beabsichtigte, dieses Modell auch im Gasjahr 2006/2007 zu verwenden, im November 2006 wurde das Einzelbuchungsverfahren jedoch von der BNetzA für rechtswidrig erklärt. Der Netzzugang Dritter muss nun auf der Grundlage eines einfachen Zwei-Vertrags-

Modells erfolgen (sogenanntes Entry-Exit-Modell). Trotz der Umstellung erwies sich dieses System für die Unternehmen im Gasjahr 2006/2007 als relativ unpraktikabel, und es gibt keine Belege dafür, dass es 2006 zu erfolgreichen Handelsabschlüssen nach dem Zwei-Vertrags-Modell gekommen ist; es ist allerdings schwierig, hierzu Daten zu erhalten, zumal das System immer noch vergleichsweise neu ist.

Der Lieferantenwechsel wird nach dem neuen Modell durch eine Regelung erleichtert, der zufolge die vom früheren Versorger gebuchte Kapazität beim Wechsel automatisch auf den neuen Versorger übergeht, womit das bereits in Österreich erprobte „Rucksack-Prinzip“ übernommen wird.

Netzentgelte unterliegen der (Ex-ante-)Genehmigungspflicht, und ihre Berechnung erfolgt kostenbasiert. Für die Fernleitungsebene gilt dies nicht, soweit dort funktionsfähiger Wettbewerb besteht. Wingas und E.ON haben geltend gemacht, dass es dem Wettbewerbsprinzip entspricht, wenn mehrere Pipelines parallel zueinander verlaufen, weshalb solche Leitungen vorübergehend nicht der Ex-ante-Entgeltregulierung unterworfen sind. Die Ex-post-Missbrauchsaufsicht der BNetzA und die Entgeltkontrolle durch das Bundeskartellamt bleiben jedoch bestehen. Sämtliche große Ferngasleitungen sind folglich bis zum Abschluss der Untersuchungen derzeit von der Ex-ante-Entgeltregulierung ausgenommen.

Im Oktober 2006 entschied die BNetzA, dass die vier regionalen Netzbetreiber ihre Netzzugangsentgelte um 8-18% senken müssen, wodurch sich die Kosten des Netzzugangs für kleinere Energieversorger verringern.

Importe über Offshore-Pipelines

Es gibt zwei große Erdgasterminals, an denen Gas durch das Meer direkt nach Deutschland kommt – Emden und Dornum –, beide im Nordwesten Deutschlands gelegen. Emden ist der Anlandepunkt der im September 1977 in Betrieb genommenen Gaspipeline Norpipe, über die Gas aus dem Gasfeld Ekofisk in der norwegischen Nordsee nach Deutschland transportiert wird. Sie gehört der Norse Gas, die sich im Besitz von Statoil, Conoco, Total, Agip und Hydro befindet. Dornum ist der Anlandepunkt der Gasfernleitungen Europipe I und Europipe II, die 1995 bzw. 1999 ans Netz gingen. In Dornum angelandetes Gas aus der Europipe I wird über Emden weiter ins Land transportiert. In Dornum angelandetes Gas aus der Europipe II wird über das Netra-Pipeline-System nach Ostdeutschland geleitet.

Jedes der Pipelinesysteme befindet sich im Besitz eines anderen Konsortiums privatwirtschaftlicher Unternehmen, in dem in der Regel das Förderland und die Endverbraucherländer vertreten sind. Die Gaspipelines haben ein Gesamtdurchleitungsvolumen von 54 Mrd. m³ jährlich, 2004 transportierten sie jedoch nur 25 Mrd. m³ Erdgas.

Mit einem neuen Transportleitungsprojekt, Nord Stream, soll Gas vom russischen Vyborg nach Greifswald an der deutschen Ostseeküste transportiert werden. Der Bau der etwa 1 200 km langen, unter dem Meeresgrund verlaufenden Gasfernleitung soll im Jahr 2008 beginnen. In der ersten Phase soll Nord Stream zunächst eine Transportkapazität von 28 Mrd. m³ jährlich haben, es ist aber geplant, ihre Kapazität durch den Bau eines zweiten Leitungsstranges später zu verdoppeln.

E.ON Ruhrgas ist seit Ende der siebziger Jahre im Besitz eines Standorts in Wilhelmshaven, an dem ein Flüssiggas-Terminal gebaut werden könnte; die Verhandlungen des Unternehmens über den Import von Flüssiggas (LNG) aus Nordafrika wurden damals jedoch abgebrochen. Angesichts der zunehmenden Abhängigkeit Deutschlands vom russischen Gas wurde dieses Projekt vor kurzem wiederbelebt, und derzeit wird eine entsprechende Machbarkeitsstudie durchgeführt.

Importe in Onshore-Pipelines

Die Pipeline „Yamal Europe“ mit einem Durchleitungsvolumen von etwa 30 Mrd. m³ pro Jahr transportiert russisches Gas aus Westsibirien über Belarus und Polen nach Deutschland, der Großteil des russischen Gases gelangt jedoch durch die Pipeline-Systeme „Bruderschaft“ und Transgas nach Deutschland, die die Gasförderstätten in Westsibirien über die Ukraine mit den Verbraucherländern in Westeuropa verbinden. Zusammen verfügen sie über eine Jahreskapazität von 120 Mrd. m³, davon sind jedoch nur 70% für Westeuropa bestimmt (Deutschland, Frankreich, Niederlande und Italien). Es liegen keine nach Pipeline aufgeschlüsselten Informationen über die physischen Gasflüsse vor. Außerdem bestehen zwischen den westeuropäischen Abnehmern mehrere umfangreiche Swap-Vereinbarungen, was bedeutet, dass das Gas nicht zwangsläufig über die ursprünglich in den Verträgen vereinbarten Routen transportiert wird.

Ferngasleitungen im Inland

In Deutschland selbst gibt es mehrere große Ferngasleitungen, die sehr wichtige Routen für den Gastransport darstellen (vgl. Tabelle 15). Wie sich der Betrieb dieser Leitungen in Zukunft gestalten wird, könnte Einfluss auf den Erfolg des wettbewerbsoffenen Gasmarkts in Deutschland haben. Derzeit unterliegen diese Leitungen keiner Ex-ante-Entgeltregulierung, sondern nur einer Ex-post-Missbrauchsaufsicht durch die BNetzA und einer nachträglichen Entgeltkontrolle durch das Bundeskartellamt.

Die Ferngasleitungen Stegal, Wedal, Megal und TENP werden derzeit von ihren jeweiligen Eigentümern ausgebaut; bei diesen Projekten fand kein „Open-Season“-Verfahren statt, wie dies auf wettbewerbsoffenen Märkten Standard ist. Bei einem regulierten „Open-Season“-Verfahren muss das

Tabelle 15 **Ferngasleitungen in Deutschland**

Name	Kapazität (Mrd. m ³ /Jahr)	Ausgangs- punkt	Endpunkt	Inbetrieb- nahme	Eigen- tümer	Beteiligung
Megal	22	Tschech. Republik	Frankreich	1980	E.ON	50%
					Ruhrgas	43%
					Gaz de France	5%
					OMV	2.0%
					Stichting Megal	
TENP	7	Niederlande	Italien	1974	E.ON	51%
					Ruhrgas	49%
					Snam Rete International	
Wedal	10	Aachen	Bad Salzufflen (Midal)	1996- 1998	Wingas	100%
Midal	12.8	Nordsee (Emden)	Ludwigs- hafen	1993	Wingas	100%
Stegal	9.8	Tschech. Republik	Deutschland (Midal, Jagal)	1992	Wingas	100%
	16.6 insg. (loop)	JAGAL- Anbindung	Midal- Anbindung	2006	Wingas	100%
Netra	21.4	Nordsee (Dornum)	Wilhelms- haven	1995	E.ON	41.7%
					Ruhrgas	29.6%
					BEB	21.5%
					Statoil	7.2%
					Hydro	
Jagal I	23.7	Polen (Oder)	Branden- burg	1996/1997	Wingas	100.0%
Jagal II	23.7	Jagal I	Stegal	1999	Wingas	100.0%
RHG	0.8	Midal	Hamburg	1994	Wingas	40%
					E.ON	60%

Quelle: Websites der Unternehmen, von der Bundesregierung zur Verfügung gestellte Unterlagen.

Unternehmen, das die Pipeline baut, Finanzierungszusagen verschiedener Parteien erhalten und dazu schon vor Baubeginn künftige Pipelinekapazitäten an sie verkaufen. Auf vollkommen wettbewerbsoffenen Märkten sind Open-Season-Verfahren Vorschrift, um zu verhindern, dass einzelne Transportrouten in Monopolbesitz gelangen.

Verteilung im Inland

Etwa 30 regionale Gasversorgungsunternehmen verteilen das Gas an die Stadtwerke sowie an Endkunden des Mitteldrucknetzes. Diese Unternehmen befinden sich im Besitz von Konsortien, in denen einige von Deutschlands großen, marktführenden Gasversorgungsunternehmen vertreten sind. Über 700 lokale Weiterverteiler beliefern dann die Endverbraucher über ihre eigenen Niederdrucknetze. Am Kapital dieser Unternehmen sind üblicherweise die jeweiligen Kommunen und die großen Versorgungsunternehmen beteiligt, die die Leitungsnetze gebaut haben, um den Gasmarkt auszudehnen.

In Deutschland werden rund 15 Millionen Haushalte mit Erdgas versorgt, zu denen 100 000 Industriekunden und 50 000 Heizwerke hinzukommen. Während große regionale Verteiler wie EWE rund 620 000 Haushalte beliefern, versorgen kleine Stadtwerke, wie z.B. die Stadtwerke Weiswasser GmbH, lediglich 1 800, d.h. 300-mal weniger Kunden. Die Absatzmenge von E.ON Hanse AG ist ganze achttausendmal größer als die der Gasversorgung Waldbüttelbrunn GmbH.

Für die Regulierung von Gasversorgungsnetzen, die sich nicht über mehrere Bundesländer erstrecken und die weniger als 100 000 Kunden haben, die direkt oder indirekt über das jeweilige Netz versorgt werden, sind die Länderbehörden zuständig; einige Bundesländer haben ihre diesbezüglichen Kompetenzen jedoch der BNetzA übertragen.

SPEICHERKAPAZITÄTEN

Deutschland verfügt nach den Vereinigten Staaten, Russland und der Ukraine weltweit über die viertgrößte Speicherkapazität für Gasvorräte. Es sind 43 Erdgasspeicher mit einem Gesamtspeichervolumen von 32,58 Mrd. m³ und einer Arbeitsgaskapazität von 20 Mrd. m³ vorhanden, was in etwa Deutschlands durchschnittlichem Bedarf von 80 Tagen entspricht. Die Speicher werden von den großen Gasversorgungsunternehmen, wie z.B. E.ON Ruhrgas, Wingas, VNG und RWE, sowie von unabhängigen Speicherbetreibern, Regionalversorgern und Stadtwerken betrieben. Die meisten Speicherbetreiber haben eine Vereinbarung unterzeichnet, der zufolge sie zu GGSSO-Konditionen³ Speicherkapazitäten anbieten müssen, dabei handelt es sich aber um eine freiwillige Vereinbarung. Durch zusätzliche gesetzliche Bestimmungen auf Bundesebene werden die Speicherbetreiber verpflichtet, Dritten diskriminierungsfreien verhandelten Speicherzugang zu gewähren, wo dies zur Sicherung des Netzzugangs Dritter nachweislich erforderlich ist. Durch die Speicher

3. ERGEG, *Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators (GGSSO)*, 23. März 2005.

erhöht sich die Flexibilität der Versorgungsportfolios, die von den großen Gasimportunternehmen aufgebaut wurden, die den Verbrauchern in der Vergangenheit einen Service aus einer Hand boten.

INVESTITIONEN

In Norddeutschland besteht wegen der hierfür günstigen geologischen Bedingungen die Möglichkeit, weitere unterirdische Speicher zu schaffen. In Süddeutschland sind geologische Speicher wesentlich knapper und folglich teuer; in Österreich werden derzeit neue – nur an das deutsche Netz angeschlossene – Speicherkapazitäten für deutsche Kunden gebaut. Gegenwärtig sind 15 Kavernenspeicher in Salzstöcken mit einer Kapazität von insgesamt 3,2 Mrd. m³ in Planung bzw. bereits in Bau. Die Kapazität der bestehenden Salzkavernenspeicher soll um 620 Mio. m³ ausgebaut werden. Ein neuer Porenspeicher in einem ausgeförderten Gasfeld, mit dem weitere 130 Mio. m³ Speicherkapazität hinzukommen werden, befindet sich in der Entwicklung, und die Kapazitäten der existierenden Porenspeicher sollen um 670 Mio. m³ erhöht werden. Tabelle 16 sind Einzelheiten zu den existierenden und geplanten Speicherkapazitäten zu entnehmen.

Tabelle 16 **Neue Speicherkapazitäten**
(in Planung oder in Bau)

Einheit: Mio. m ³	Vorhandene Kapazität	Zusätzliche Kapazität	Gesamtkapazität
Salzkavernenspeicher	6 703	3 648	10 351
<i>in Betrieb</i>	6 703	620	7 323
<i>in Planung oder Bau</i>	0	3 028	3 028
Porenspeicher (ausgeförderte Lagerstätten)	12 365	800	13 165
<i>in Betrieb</i>	12 365	670	13 035
<i>in Planung oder Bau</i>	0	130	130
Insgesamt	19 068	4 448	23 516
<i>in Betrieb</i>	19 068	1 290	20 358
<i>in Planung oder Bau</i>	0	3 158	3 158

Quelle: Untertage Gasspeicherung in Deutschland, Erdgasspeicherung, Tabelle 4 und 5, 2006.

HANDEL

Der Erdgashandel hatte in Deutschland nicht den gleichen relativen Erfolg wie in den Nachbarländern Belgien oder Niederlande: Gegenwärtig werden weniger als 1% des inländischen Verbrauchs an Gashandelsplätzen gehandelt, wovon der Großteil auf nur einen regionalen Handels-

punkt, den der BEB, entfällt. Der Hauptgrund für die mangelnde Handelsaktivität ist, dass sich Deutschland nach der Einführung der ersten EU-Gasrichtlinie für das Modell des verhandelten Netzzugangs entschied, bei dem es schwierig ist, feste Transportrechte über längere Entfernungen oder Zeiträume zu erhalten, was den Wettbewerb behindert. Das nun umgesetzte neue Modell des regulierten Netzzugangs dürfte den Handel und die Liquidität deutlich verbessern.

Die großen Gasversorgungsunternehmen in Deutschland vertreten die Ansicht, ihre Netze seien bereits weitestgehend optimiert, weil sie gebaut wurden, um Gas von der Quelle zum Nachfragezentrum zu transportieren. Sie behaupten auch, dass ein bundesweiter Wettbewerb nicht möglich sei, da die regionalen Netze unterschiedliche Gasbeschaffenheiten aufweisen und nicht für den Netzverbund ausgelegt sind.

Wettbewerbsbefürworter in Deutschland setzen dem entgegen, dass die Importpipelines in der Mehrzahl unterausgelastet sind, was auf eine unzureichende Optimierung schließen lasse, wenngleich entsprechende Daten schwer zu beschaffen sind. Die norwegischen Importpipelines waren 2005, als die deutschen Kunden Rekordpreise für Erdgas zahlten, z.B. zu weniger als 50% ausgelastet. Außerdem wird geltend gemacht, dass eine Vernetzung der verschiedenen regionalen Gastransportsysteme Effizienzsteigerungen und Kosteneinsparungen ermöglichen würde, was die Erfahrungen anderer IEA-Länder mit der Zusammenführung ihrer Stromnetze bestätigen. Die einzelnen Länder können im Bedarfsfall auf die überschüssigen Kapazitäten der Nachbarnetze zurückgreifen, da die Summe des Spitzengasverbrauchs der verschiedenen europäischen Länder wesentlich höher ist als der Spitzengasverbrauch des EU-Raums insgesamt.

Die Politik der Bundesregierung und der Europäischen Kommission geht in Richtung eines europäischen Binnenmarkts für Erdgas, womit auf die Interoperabilität der regionalen deutschen Gasversorgungsnetze untereinander sowie mit denen der Nachbarländer hingewirkt wird.

KURZFRISTIGE KAPAZITÄTEN UND BILANZAUSGLEICH

Von Zeit zu Zeit werden kurzfristige Kapazitäten frei, die dem Markt dann auf der Basis unterbrechbarer Verträge angeboten werden. Solche unterbrechbaren Kapazitäten sind für neue Anbieter so gut wie wertlos, weil sie feste Kapazitäten benötigen, um sich eine Geschäftsgrundlage als zuverlässiges Versorgungsunternehmen aufzubauen. Bilanzausgleichsleistungen werden von den wichtigsten Marktakteuren zu veröffentlichten Tarifen angeboten, diese Tarife sind jedoch hoch im Vergleich zu denen, die auf liquiden Märkten üblich sind, wie im Vereinigten Königreich und in den Niederlanden. Versorgungsunternehmen können sich im Rahmen der „Rucksack-Regelung“ zwar Transportkapazitäten in voll ausgelasteten

Leitungsnetzen sichern, indem sie Kunden ihrer Konkurrenz übernehmen, für Unternehmen mit völlig neuen Kunden ist es jedoch sehr schwierig, die Kapazitätsrechte bei den zahlreichen Unternehmen zu koordinieren, die innerhalb des Netzsystems Transportleistungen anbieten. Noch schwieriger wird dies, wenn der etablierte Anbieter am Kapital der Transportunternehmen beteiligt ist.

LANGFRISTIGE KAPAZITÄTEN

Der begrenzte Grad an Handel, der stattgefunden hat, entwickelte sich im Zusammenhang mit Veränderungen der Eigentumsverhältnisse, die durch groß angelegte Kapazitätsswaps und Release-Programme zustande kamen. Die Fusion von E.ON und Ruhrgas wurde nur unter der Auflage der Durchführung eines Gas-Release-Programms zugelassen: E.ON verpflichtete sich, in sechs jährlichen Versteigerungen bis 2008 insgesamt 19 Mrd. m³ zu veräußern. In den ersten drei Jahren bot E.ON Gas in Deutschland an. Der Mangel an entsprechenden Transportkapazitäten hatte jedoch zur Folge, dass die ersten Release-Auktionen nicht genügend Abnehmer fanden und vom Markt als nicht erfolgreich betrachtet wurden.

Im Mai 2006 wurden bei der jährlichen Versteigerung gleichzeitig Transportkapazitäten angeboten, und so konnten die angebotenen Gasmengen in vollem Umfang abgesetzt werden. E.ON Ruhrgas versteigerte 3,7 Mrd. m³ aus seinem Portfolio an sieben anonyme Bieter, die die Gasmengen während eines Vertragszeitraums von drei Jahren ab Oktober 2006 in Bunde/Emden entgegennehmen, wo die norwegischen und dänischen Gasimporte angelandet werden. Die Nachfrage war wesentlich höher als in den Vorjahren, da zusätzlich zu dem Grundvolumen des laufenden Jahres von 3,13 Mrd. m³ auch die bei der weniger erfolgreichen Auktion des Jahres 2005 nicht abgesetzten Mengen – 570 Mio. m³ – ersteigert wurden.

E.ON Ruhrgas muss die Gasmengen in den Versteigerungen jährlich abwechselnd ab Waidhaus und Emden anbieten. Ist Emden der Übergabepunkt, ist die Wahrscheinlichkeit gering, dass das Gas auf den deutschen Markt gelangt. Für die Händler ist es wesentlich einfacher, Gas über die Niederlande zu den liquiden Hubs im Vereinigten Königreich, in Belgien und Frankreich zu transportieren, als zu versuchen, sich Zugang zu den Netzkapazitäten in Deutschland zu verschaffen. Einigen Händlern gelang es in der Vergangenheit jedoch, langfristige Kapazitäten im TENP-System zu buchen, um Gas vom belgischen Hub Zeebrugge nach Italien zu transportieren. Der Großteil dieses Gases wird aus den oben genannten Gründen nicht in Deutschland ausgeliefert.

INVESTITIONEN

Die deutschen Gasunternehmen halten weiterhin an den neuen Versionen des alten Netzzugangsmodells fest und verbessern ihre Netzinfrastruktur, wo sie dies für angebracht halten. Anders als auf den liquiden Gasmärkten anderer IEA-Länder gibt es kein System zur Versteigerung ungenutzter Kapazitäten. Neue Großinvestitionen in Deutschland werden wohl von einem der großen etablierten Unternehmen ausgehen müssen, da neue Anbieter keinen Zugang zur existierenden Infrastruktur haben. Wingas hatte in den neunziger Jahren keine andere Möglichkeit, auf den deutschen Markt vorzudringen, als ein gesondertes Leitungsnetz aufzubauen.

PREISGESTALTUNG UND BESTEUERUNG

PREISGESTALTUNG

Die Gaspreisbildung stützt sich in Deutschland auf das „Marktwertprinzip“, dem zufolge der Kunde für Gas nicht mehr und nicht weniger als für den jeweils konkurrierenden Energieträger zahlen sollte, d.h. entweder Gasöl oder Heizöl. Die Gaspreise sind somit direkt an die Ölpreise gekoppelt, wobei erstere allerdings nur mit Verzögerung auf Veränderungen letzterer reagieren. Die Erdgaspreise für Industriekunden werden in Deutschland vierteljährlich im Verhältnis zu den durchschnittlichen Heizöl- und Gasölpreisen der letzten sechs oder neun Monate festgelegt. Anstelle der Mineralölpreise können sich auch andere Elemente im Gaspreis widerspiegeln. In einer geringen Zahl von Fällen orientiert er sich z.B. am Kohle- oder Strompreis. Die Tarife für Haushaltskunden sind an den Gasölpreis gekoppelt und werden jedes Quartal neu festgelegt. Diese Art der Preisfindung sichert die Abnahmehöhe und trägt dazu bei, dass der Marktanteil von Gas im Verhältnis zu Öl stabil bleibt. Obwohl Erdgas inzwischen einen erheblichen Marktanteil hat, wurde diese Preisfindungsmethode, die jegliche Wechselwirkung zwischen dem Spiel von Angebot und Nachfrage und dem Preis ausschließt, von den Anbietern nicht geändert. Dies ist möglicherweise das deutlichste Indiz dafür, dass es in Deutschland an Gas-zu-Gas-Wettbewerb mangelt.

Nach dem „Marktwertprinzip“ bezahlt der Verbraucher in Deutschland unabhängig von den Kosten der Gasförderung und des Gastransports für Erdgas genauso viel wie für Mineralölerzeugnisse. Eine Verringerung der Kosten des Gastransports in Hochdrucknetzen dürfte daher entweder zur Folge haben, dass der Nettoerlös des Produzenten steigt oder dass der Transportnetzbetreiber die Kosten an anderer Stelle in der Wertschöpfungskette erhöht. Ohne Gas-zu-Gas-Wettbewerb besteht für den Transportnetzbetreiber kaum ein Anreiz, seine Gewinnspannen zu ver-

ringern und den Kunden Preisermäßigungen zu gewähren. Aus diesem Grund haben sich die von den Kunden zu zahlenden Preise trotz der 2006 erfolgten Senkung der regulierten Netzzugangsentgelte um 8-18% nicht verändert.

Dieselbe Preisbildungsvereinbarung enthält aber auch die Klausel, dass im Falle einer wesentlichen Veränderung der Bedingungen auf dem deutschen Gasmarkt jede Partei Anspruch auf Neuaushandlung des Vertrags hat. Würde in Deutschland ein Gashub eingerichtet, könnte diese Klausel also geltend gemacht werden, um eine Umstellung von der Bindung an die Ölhandelspreise auf eine Bindung an die Gashandelspreise zu erwirken. Dieselben Verträge verpflichten die Gasimportunternehmen durch Take-or-Pay-Klauseln aber leider auch zur Abnahme bestimmter Gasmengen, weshalb einige Gasimporteure noch nicht das Risiko eingegangen sind, ihre Netze für Wettbewerber zu öffnen, da sie dann u.U. Marktanteile verlieren und Vertragsstrafen zahlen müssen. E.ON Ruhrgas hat den sogenannten *Choice Market* für den Kauf und Verkauf von Gas eingerichtet, bislang waren einige neue Anbieter allerdings nicht bereit, Kaufverträge mit E.ON abzuschließen, um Marktanteile von E.ON übernehmen zu können. In kommerzieller Hinsicht macht es nicht viel Sinn, bei einem Unternehmen einzukaufen, um dessen Netz benutzen und so die eigenen Kunden beliefern zu können.

Durch eine Sammelklage einer Reihe norddeutscher Kunden gegen die steigenden Tarife einer norddeutschen Tochter von E.ON Ruhrgas sah sich das Gasgroßunternehmen im November 2005 veranlasst, seine Gaspreisberechnungen zu veröffentlichen. Deutschlands zweitgrößtes Gasversorgungsunternehmen, RWE, sowie eine Reihe von Stadtwerken haben es ihm gleichgetan und ebenfalls eine genaue Aufschlüsselung ihrer Tarife veröffentlicht.

Die ungewichteten durchschnittlichen Gashandelspreise auf den großen Gasmärkten der IEA-Länder betragen 2006: 6,57 US-\$ je Mio. BTU (*British Thermal Units*) auf dem Henry Hub in den Vereinigten Staaten, 7,08 US-\$ je Mio. BTU für Flüssiggas in Japan, 7,36 US-\$ je Mio. BTU auf dem NBP im Vereinigten Königreich und 8,31 US-\$ je Mio. BTU an der deutschen Grenze⁴.

Die Preise für Haushaltskunden unterliegen der Ex-post-Kontrolle durch das Bundeskartellamt sowie die jeweiligen Landeskartellbehörden und können untersagt werden, falls sie nachweislich überhöht sind.

4. *Natural Gas Market Review*, IEA/OECD Paris, 2007.

BESTEUERUNG

Auf Grund seines geringen „CO₂-Fußabdrucks“ ist Erdgas in Deutschland bislang nicht Gegenstand vieler direkter ökologisch motivierter Steuern, wohingegen die Steuersätze auf Mineralölerzeugnisse seit dem Jahr 2000 drastisch gestiegen sind. Die einzige Steuererhöhung, die Erdgas direkt betrifft, erfolgte mit dem am 1. Januar 2003 in Kraft getretenen Gesetz zur Fortentwicklung der ökologischen Steuerreform vom 23. Dezember 2002. Durch dieses Gesetz erhöhten sich u.a. die Mineralölsteuersätze auf Erdgas, Flüssiggas (LPG) und schweres Heizöl. Angesichts der in der jüngsten Vergangenheit gestiegenen Energiepreise schließt die Bundesregierung weitere Steuererhöhungen nunmehr aus. Der Regelsteuersatz für Erdgas beträgt 5,50 Euro/MWh. Zusätzlich wird in Deutschland eine Mehrwertsteuer auf den Gasverbrauch erhoben.

SUBVENTIONEN

Die Höhe der vom Verarbeitenden Sektor zu entrichtenden Gassteuern verringert sich auf Grund einer 40%igen Steuerrückerstattung des Aufstockungsbetrags zur Mineralölsteuer, der im Rahmen der Ökosteur eingeführt wurde. Da der Aufstockungsbetrag derzeit bei 0,3659 Cent/kWh liegt, bedeutet diese Steuerermäßigung, dass Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes nur 0,2196 Cent/kWh zahlen. Durch diese Maßnahme soll die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft gestärkt werden. Effektiv bedeutet dies, dass die anderen Abnehmer (hauptsächlich die Haushaltskunden) die großen Industriekunden subventionieren. Weil die Kommunen Anteile am Kapital von Energieversorgungsunternehmen wie den Stadtwerken halten, können sie ihre Einnahmen aus diesen energiewirtschaftlichen Aktivitäten nutzen, um Verluste schreibende Sektoren wie den Verkehr zu fördern, und so die Bereitstellung öffentlicher Verkehrsleistungen subventionieren.

KRITISCHE ANALYSE

Deutschland spielte als einer der ersten Abnehmer niederländischer, norwegischer und russischer Erdgasexporte eine führende Rolle in der Entwicklung der europäischen Gaswirtschaft. Im wirtschaftlichen und geographischen Zentrum Europas gelegen, ist Deutschland auch der größte Gasverbraucher des Kontinents und Heimat einiger der größten europäischen Gasversorgungsunternehmen. Aus diesen Gründen ist die weitere Entwicklung des Wettbewerbs auf dem deutschen Gasmarkt für den Fortschritt des europäischen Binnenmarkts für Erdgas von entscheidender Bedeutung. Deutsche Unternehmen und Verbraucher profitieren bereits von den Chancen, die der europäische Elektrizitätsmarkt bietet,

wie auch von der mit ihm verbundenen erhöhten Versorgungssicherheit, und es ist beeindruckend festzustellen, wie sehr sich die politischen Entscheidungsträger in Deutschland bewusst sind, dass der europäische Binnenmarkt für Gas für sie gleichermaßen von Vorteil sein wird.

Die deutschen Gasbezugsquellen sind relativ breit diversifiziert, da Gaspipelines aus mehreren Ländern nach Deutschland führen, wenn es auch keinen LNG-Terminal gibt. Der größte Erdgaslieferant ist Russland, 35% des deutschen Gasverbrauchs werden dort bezogen (42% der Importe). Deutschland sollte nicht aus dem Auge verlieren, dass die Sicherheit seiner Gasversorgung in großem Maße von den Aktivitäten eines einzigen Unternehmens (Gazprom) abhängig ist. Durch den Bau der geplanten Nord-Stream-Pipeline erhöht sich zwar die Diversifizierung der Versorgungsrouten, damit steigt aber zwangsläufig auch die Abhängigkeit von russischem Gas und mithin von Gazprom. Um dem entgegenzuwirken, sollte Deutschland die Marktreform vorantreiben, denn der europäische Gasbinnenmarkt ist nur zur Deckung von 26% seines Bedarfs von russischen Gasimporten abhängig. Wird der liberalisierte europäische Gasmarkt durch eine ernsthafte Umsetzung der Reformen in der deutschen Gaswirtschaft ausgedehnt, verringert sich dadurch Deutschlands effektive Versorgungsabhängigkeit von Gazprom, zumal Europa durch die existierenden LNG-Terminals Zugang zu LNG-Importen aus aller Welt hat.

Der deutsche Gasmarkt ist stark auf Versorgungs- und Nachfragesicherheit ausgerichtet. Vor kurzem rückte die Wirtschaftlichkeit stärker in den Vordergrund, wobei die Versorgungssicherheit durch vollkommen wettbewerbsoffene Märkte gewährleistet werden soll. Die Diversifizierung der Bezugsquellen und die Versorgungssicherheit können auch verbessert werden, wenn sich im Rahmen eines wettbewerblich verfassten Marktes neue Gaslieferanten in Deutschland durchsetzen. Während viele IEA-Länder ihre Gasmärkte im Verlauf der letzten zehn Jahre reformiert haben, geriet Deutschland ins Hintertreffen, weil die Reformen häufig nicht ausreichend waren und zu spät kamen. Dies führte dazu, dass die Großhandelspreise für Erdgas in Deutschland zu den höchsten im IEA-Raum gehören und die Lieferantenwechselquoten mit am niedrigsten sind.

In den vergangenen zwei Jahren begann die Bundesrepublik allerdings, die Reformen im Gassektor zu beschleunigen, so dass sie jetzt gegenüber dem europäischen Durchschnitt aufholt. Die Fortschritte, die Deutschland in diesem Zeitraum gemacht hat, sind sehr beeindruckend: Es wurde eine Regulierungsbehörde eingerichtet und mit Befugnissen ausgestattet, und für den Gashandel wurde zudem ein Entry-Exit-Modell eingeführt, wobei das alte Vertragsmodell für rechtswidrig erklärt wurde. Mehrere Gerichtsentscheidungen in Bezug auf den Netzzugang fielen zu Gunsten neuer Anbieter aus. Mit der „Rucksack-Regelung“ wurde ein Mechanismus zur Kapazitätsverwaltung eingeführt, um dem Problem der

Kapazitätsengpässe zu begegnen. Angesichts der Größe und des Einflusses der etablierten Unternehmenslobbys gebührt Deutschland Anerkennung für die Umsetzung dieser Reformen. Doch auch wenn Deutschland schnell aufholt, bleibt immer noch viel zu tun, weshalb das Tempo der Reformen aufrechterhalten werden muss.

Die Erfahrungen anderer IEA-Länder haben gezeigt, dass der erste Schritt zur Einführung von Wettbewerb im Gassektor die Durchsetzung des Netzzugangs Dritter ist. Letzterer ist in Deutschland ein zentrales, nach wie vor ungelöstes Problem. Die Zugangsentgelte der großen Ferngasleitungen unterliegen noch immer keiner Ex-ante-Regulierung. Das von der Branche entworfene Zwei-Vertrags-Modell ist ein schwerfälliges System, das u.U. Hürden für den Marktzutritt schafft. Wenn ein neuer Anbieter Erdgas in mehr als ein Marktgebiet transportieren will, muss er mit einer Vielzahl von Übertragungsnetzbetreibern verhandeln oder dem ÜNB die Vollmacht erteilen, in seinem Auftrag zu verhandeln (wobei unklar ist, warum ein Anbieter die zweite Option wählen würde). Ein kleines Unternehmen verfügt kaum über die nötigen Ressourcen bzw. Anreize, um die dazu erforderlichen Anstrengungen zu unternehmen. Selbst wenn es versuchen sollte, sich Zugang zum Transportnetz zu verschaffen, sind u.U. keine Kapazitäten frei bzw. zu überhöhten Preisen verfügbar, in welchem Fall das Unternehmen bei der BNetzA Beschwerde einlegen müsste.

Um diesem Problem zu begegnen, soll durch eine Kooperationsvereinbarung zwischen den zahlreichen verschiedenen Netzbetreibern eine stärkere Koordinierung des Netzzugangs gefördert werden, diese freiwillige Initiative dürfte jedoch kaum ausreichend sein. Es bestehen immer noch Zweifel an der Unabhängigkeit dieser Gastransportunternehmen, zumal die marktführenden Holding-Gesellschaften nach wie vor Minderheitsbeteiligungen am Kapital der meisten Gasnetzbetreiber besitzen. Angesichts der über 750 verschiedenen Gasnetzbetreiber unterschiedlicher Größe, die sich auf die drei verschiedenen Marktstufen verteilen, sieht sich ein Gaslieferant, der auf den deutschen Markt vordringen will, u.U. mit großen Zutrittsschranken konfrontiert. In jüngster Zeit wurden Verbesserungen umgesetzt, um die mit der Buchung von Kapazitäten in einem Marktgebiet verbundenen Belastungen zu verringern. Es besteht dennoch aber weiterer Handlungsbedarf.

Es wäre für Deutschland wesentlich besser, wenn eine eigenständige Stelle, ein sogenannter unabhängiger Systembetreiber, der in keiner Weise mit den existierenden Betreibern verbunden wäre, mit der Verwaltung des Netzzugangs betraut würde. Die Regulierungsbehörde ist bemüht, eine Ex-ante-Regulierung der Gasleitungsnetze durchzusetzen, die Transportunternehmen können dagegen jedoch Beschwerde einlegen, in welchem Fall der Regulierer dann auf Einzelfallbasis entscheiden muss (wobei die Transportunternehmen den Beschluss der Regulierungs-

behörde in der Zwischenzeit aber umsetzen müssen). Durch eine effektivere Ex-ante-Regulierung könnte dieser mühevollere Prozess vermieden werden. Durch die Versteigerung von Kapazitäten würde zudem die Notwendigkeit des Rucksack-Mechanismus entfallen, eines für alle Unternehmen mit großem Verwaltungsaufwand verbundenen Verfahrens. Eine Vergrößerung des Gasmarkts durch Einrichtung eines unabhängigen Systembetreibers würde schließlich einen effizienteren, kostengünstigeren und sichereren Netzbetrieb ermöglichen. Zum Vergleich: Der jährliche Gasverbrauch des Vereinigten Königreichs entspricht in etwa dem Deutschlands, und doch kommt das Vereinigte Königreich mit nur einer Bilanzzone und einem Netzbetreiber aus.

Als Endziel sollte Deutschland auf die Schaffung einer einzigen Bilanzzone für Handelszwecke hinarbeiten. Eine geringere Zahl von Bilanzzonen ist mit einer deutlichen Verbesserung der Liquidität und Transparenz des Großhandelsmarkts verbunden, weil dadurch jeder einzelne Markt größer wird, die Transaktionskosten sinken und die Zahl der miteinander handelnden Vertragsparteien steigt. Das Nebeneinander dreier verschiedener Gasbeschaffungen ist kein Hindernis für die Entwicklung einer einzigen Bilanzzone. Durch Konditionierungsanlagen an den Netzkopplungspunkten ist es möglich, die drei Gasbeschaffungen als einheitliches Handelsgut anzubieten. In den Niederlanden wird qualitativ hochwertiges Gas beispielsweise im Bedarfsfall und um mit einer an der *Title Transfer Facility* (TTF), dem wichtigsten niederländischen Handelsplatz, gehandelten Gassorte übereinzustimmen, in minderwertiges Gas umgewandelt. Es wäre vorteilhaft, wenn in einem Marktgebiet bzw. an einem Handelsplatz verschiedene Gasbeschaffungen austauschfähig gemacht würden, indem der Systembetreiber mit der Konditionierung betraut wird.

Was die Frage der Transparenz angeht, sollten die etablierten Netzbetreiber wesentlich mehr Informationen zur Verfügung stellen. In Frankreich z.B. werden Daten zu den Tagesgasmengen, die über die Grenzen fließen, noch am selben Tag auf einer allgemein zugänglichen Website veröffentlicht, auf der auch Daten der vergangenen fünf Jahre eingesehen werden können. Im Vereinigten Königreich werden Informationen zu den Gasflüssen im Zweiminutentakt ins Internet gestellt. Informationen zu den Gasflüssen ermöglichen es allen Marktteilnehmern, den Markt zu studieren und gegen die Netzbetreiber vorzugehen, wenn sie der Ansicht sind, dass ihnen der Netzzugang auf unfaire Weise verweigert oder zu diskriminierenden Bedingungen gewährt wurde. In Deutschland besteht für die Netzbetreiber eine Verpflichtung zur Veröffentlichung solcher Informationen, allerdings nur unter bestimmten Umständen. Diese Auflagen sind unzureichend, weil die fraglichen Informationen entweder gar nicht oder nicht kontinuierlich geliefert werden. Ohne solche Informationen kann ein wirkungsvoller Netzzugang Dritter nur dann gewährleistet werden, wenn die Regulierungsbehörde sämtliche Fälle möglichen Missbrauchs von Marktmacht untersucht, was ein unüberwindliches Hindernis darstellt.

Wir raten den Regulierungsbehörden, im Interesse des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit zumindest für alle Ferngasleitungen Offenlegungspflichten einzuführen.

Deutschland verfügt gegenwärtig über die viertgrößten Speicherkapazitäten weltweit, und es ist ein gutes Zeichen für die Zukunft, dass mehrere neue Speicherprojekte eingeleitet wurden, mit denen eine Sicherheitsmarge für den Fall von Engpässen in den vorgelagerten Bereichen geschaffen wird. Wenn der Netzzugang Dritter erst einmal durchgesetzt ist, werden die Speicherkapazitäten schon bald zu einem beschränkenden Faktor für den Gashandel werden. Die bereits getätigten und geplanten Investitionen in die Speicherkapazitäten werden von vertikal integrierten Versorgungsunternehmen kontrolliert. Die Bundesregierung wird die Entwicklungen in diesem Sektor verfolgen müssen, um sicherzustellen, dass Dritte Zugang zu einem Markt für Speicherkapazitäten haben, der eine der Säulen der Politik der Regierung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist. Speicherdienstleistungen und Versorgungsflexibilität sind für die Kunden und somit auch für die Anbieter unerlässlich. Angesichts der umfangreichen Speicherkapazitäten, die in Deutschland zur Verfügung stehen, sollte es möglich sein, solche Dienste in jährlichen Versteigerungen allen Marktteilnehmern anzubieten, anstatt die Unternehmen den Großteil der Kapazitäten über langfristige Verträge buchen zu lassen. Eine Lehre kann hier aus der Regulierung im Pipelinebereich gezogen werden, wo die langfristigen Verträge dazu führen, dass die Kapazitäten nicht ausgelastet sind. Die Importpipelines von Norwegen nach Deutschland haben z.B. eine Gesamttransportkapazität von 54 Mrd. m³ pro Jahr, 2004 wurden durch sie aber nur 25 Mrd. m³ Gas geleitet.

Angesichts der vergangenen Entwicklungen gibt es Grund zu Skepsis, was die Reformen in der deutschen Gaswirtschaft anbelangt: Mit der Entscheidung für den verhandelten Zugang zu den Speicherkapazitäten läuft Deutschland Gefahr, den gleichen Fehler zu wiederholen, den es im letzten Jahrzehnt mit dem verhandelten Netzzugang gemacht hat. Dennoch gibt es ermutigende Zeichen, die darauf schließen lassen, dass sich sowohl die BNetzA als auch die Bundesregierung bereits einiger Schwachstellen des derzeitigen Modells für den deutschen Gasmarkt bewusst sind. Bei der BNetzA laufen gegenwärtig umfangreiche Arbeiten, u.a. im Hinblick auf die Reduzierung der Zahl der Bilanzzonen, die Automatisierung des Lieferantenwechsels, die Umsetzung einer Regulierung für die Ferngasleitungen, die effektive Durchsetzung einer Ex-ante-Regulierung der Netzentgelte und die Überwachung der Kooperationsvereinbarung zwischen den Netzbetreibern. Die IEA ist auf die Ergebnisse dieser und anderer Untersuchungen gespannt und rät der Bundesregierung dringend, die Erkenntnisse der Regulierungsbehörde durch die Übertragung größerer Aufsichtsbefugnisse zur Aufdeckung und Verhinderung möglicher Interessenkonflikte auf dem Markt zu unterstützen.

Alles in allem gibt es, obwohl Deutschland in der Vergangenheit zu einem langsamen Reformansatz neigte, Grund zu verhaltenem Optimismus in Bezug auf die derzeit laufenden bzw. in Erwägung gezogenen Reformen. Die IEA rät der Regulierungsbehörde insbesondere dringend, alle ihre Befugnisse zu nutzen, um ein funktionsfähiges Zwei-Vertrags-Modell umzusetzen, das einen echten Netzzugang Dritter gewährleistet. Dies ist die entscheidende Voraussetzung für einen vollkommen wettbewerbs-offenen Markt in Deutschland und Europa.

EMPFEHLUNGEN

Die Bundesregierung sollte:

- *die Marktreformen und den Netzverbund mit dem Rest Europas vorantreiben, da sich so die Diversifizierung der Bezugsquellen für Deutschland erhöht, z.B. durch den Zugang zu den in Europa existierenden LNG-Terminals;*
- *die zunehmende Konzentration der externen Gasversorger überwachen und das Vordringen neuer Gasbezugsquellen auf den deutschen Markt fördern, z.B. durch höhere Investitionen in neue Infrastrukturen, wie LNG-Importterminals in Deutschland;*
- *sicherstellen, dass die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt über ausreichende Ressourcen verfügen, und sie mit den nötigen Ex-ante-Befugnissen ausstatten, um dem Markt zu zeigen, dass:*
 - *in den Gasnetzen zweckmäßige Bedingungen für den Zugang Dritter herrschen;*
 - *die Entflechtung der für den Netzbetrieb zuständigen Unternehmen im erforderlichen Umfang gesichert ist;*
- *ein funktionsfähiges Entry-Exit-System umsetzen und die Zahl der Bilanzzonen verringern, wobei das Endziel die Schaffung einer einzigen Bilanzzone sein sollte;*
- *die Einrichtung eines einzigen unabhängigen Systembetreibers für das gesamte deutsche Gastransportnetz in Erwägung ziehen;*
- *sicherstellen, dass alle Transportnetzbetreiber Informationen zu vergangenen und aktuellen Ein- und Ausspeisemengen täglich auf einer allgemein zugänglichen Website veröffentlichen;*
- *einen diskriminierungsfreien Zugang Dritter zu den Speicherkapazitäten zu fairen Marktpreisen gewährleisten, z.B. durch Versteigerungen standardisierter Einheiten.*

KAPAZITÄT, ERZEUGUNG UND VERBRAUCH

KAPAZITÄT

Deutschland verfügte 2005 über eine Stromerzeugungskapazität von mehr als 120 Gigawatt (GW) (vgl. Tabelle 17). Kohle hatte dabei den größten Anteil: Steinkohle und Braunkohle stellten zusammen 36% der Gesamtkapazität. Auf die Kernenergie entfielen 17% der installierten Gesamtkapazität. Die erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) trugen rd. 10% zur Stromerzeugung bei (vgl. Tabelle 18), machten aber einen erheblichen Teil der Kapazität aus. So stellten die Windenergieanlagen allein schon 15%. Darin drückt sich der durch ihre Intermitenz bedingte geringe Kapazitätsfaktor erneuerbarer Energietechnologien aus, d.h. der Prozentsatz der maximal möglichen Zeit, während der die Anlagen tatsächlich Energie erzeugen. Auf Erdgas entfielen 11% der Stromerzeugung und 14% der installierten Kapazität.

Tabelle 17 **Erzeugungskapazitäten nach Typ, 2005**

	Kapazität (GW)	Anteil an der Gesamtkapazität	Kapazitäts- faktor
Steinkohle	24.5	20%	51%
Kernenergie	20.8	17%	86%
Braunkohle	19.6	16%	81%
Wind	18.4	15%	17%
Erdgas	17.2	14%	38%
Heizöl, Pumpspeicher und sonstige	14.7	12%	83%
Wasser, Biomasse und sonstige erneuerbare Energien	7.4	6%	29%
Insgesamt	122.6	100%	

Quelle: Von der Bundesregierung zur Verfügung gestellte Unterlagen.

STROMERZEUGUNG

2005 wurden in Deutschland über 613 Terawattstunden (TWh) Strom erzeugt, etwas mehr als 2004 und 8,1% mehr als im Jahr 2000 (vgl. Tabelle 18). Im Verlauf der letzten zehn Jahre ist der Gesamtstromverbrauch mit

Tabelle 18 **Stromerzeugung, 1970-2030**

Einheit: GWh	Kohle	Kern- energie	Erdgas	Solar, Wind- energie usw.	Wasser- kraft	Bio- masse*	Erdöl	Geo- thermie	Insgesamt
1970	229.9	6.5	14.6	0.0	17.5	2.5	37.7	0.0	308.8
1975	242.8	24.1	65.0	0.0	17.1	3.1	31.7	0.0	383.8
1980	293.5	55.6	66.0	0.0	19.1	5.4	26.7	0.0	466.3
1985	322.4	138.6	28.0	0.0	17.4	4.5	9.6	0.0	520.6
1990	321.6	152.5	40.5	0.1	17.4	5.2	10.4	0.0	547.7
1995	296.4	153.1	43.2	1.7	21.8	7.7	9.0	0.0	532.8
2000	299.0	169.6	52.5	9.4	21.7	10.1	4.8	0.0	567.1
2001	301.6	171.3	58.4	10.6	22.7	12.4	4.8	0.0	581.8
2002	291.5	164.8	54.5	16.0	23.1	12.5	4.3	0.0	566.9
2003	314.2	165.1	58.5	19.2	19.3	14.7	4.7	0.0	595.6
2004	306.6	167.1	63.0	26.1	21.1	16.0	10.1	0.0	610.0
2005	305.4	163.1	69.4	28.5	19.6	16.6	10.6	0.0	613.2
2010	292.9	130.1	101.6	44.2	23.1	26.2	4.3	0.2	622.5
2020	291.4	31.9	148.3	68.4	24.9	29.6	4.2	1.3	600.0
2030	232.0	0.0	195.0	97.2	24.9	31.6	3.7	5.1	589.5
Anteil 2005	49.8%	26.6%	11.3%	4.6%	3.2%	2.7%	1.7%	0.0%	
Veränderung (1985-2005)	-5.3%	17.6%	148.0%	n.a.	12.7%	264.9%	10.3%	n.v.	17.8%
Durchschnittliche Jahreswachstums- rate (1985-2005)	-0.2%	0.5%	3.1%	n.a.	0.4%	4.4%	0.3%	n.v.	0.5%
Veränderung (2010-2030)	-20.8%	-100.0%	92.0%	120.0%	8.0%	20.7%	-14.8%	2125.6%	-5.3%
Durchschnittliche Jahreswachstums- rate (2010-2030)	-1.2%	-100.0%	3.3%	4.0%	0.4%	0.9%	-0.8%	16.8%	-0.3%

* Einschließlich Industrieabfälle und nicht erneuerbare Siedlungsabfälle.

n.v. = nicht verfügbar.

Quelle: *Energy Balances of OECD Countries*, IEA/OECD Paris, 2007, und von der Bundesregierung zur Verfügung gestellte Unterlagen.

einer durchschnittlichen Jahresrate von 1,4% um über 15% gestiegen. 2005 stammte der größte Teil der Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken (fast 50%). Der Anteil der Kohleverstromung ist damit seit 1985, als er noch fast 62% ausmachte, generell gesunken. Gleichzeitig hat sich der Anteil der Gasverstromung so gut wie verdoppelt, er stieg zwischen 1985 und 2005 von 5,4% auf 11,3%. Der Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung (27%) ist seit 1985 weitgehend unverändert geblieben. Das stärkste Wachstum war bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu verzeichnen (Biomasse, Solarenergie, Wasserkraft und Windenergie, ohne nicht erneuerbare Abfälle). Deren Gesamtanteil ist seit 1995 mit einer jahresdurchschnittlichen Rate von 9% gestiegen und erhöhte sich von 3,9% im Jahr 1985 auf 4,9% im Jahr 1995 und 10,1% im Jahr 2005.

Die Gesamtstromerzeugung soll Prognosen zufolge zwischen 2010 und 2030 parallel zum sinkenden Verbrauch um durchschnittlich 0,3% pro Jahr zurückgehen, bedingt durch die Abnahme der Stromerzeugung aus Kohle, Erdöl und Kernenergie, der eine Zunahme der Erzeugung aus allen anderen Energieträgern gegenübersteht.

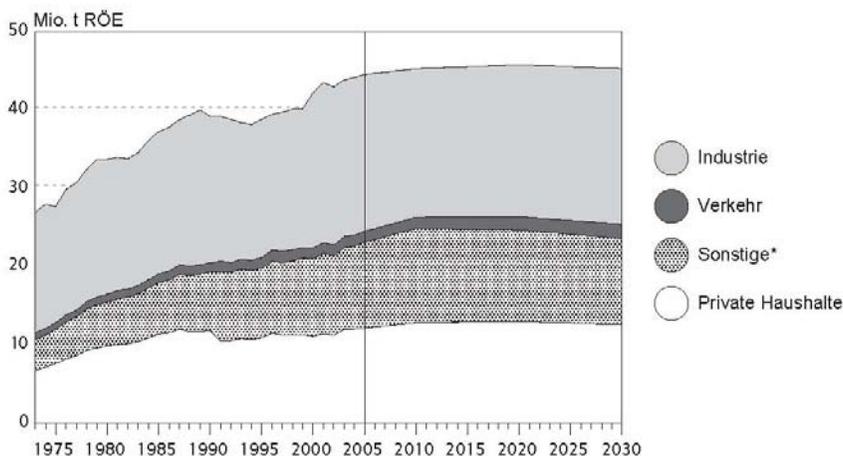
VERBRAUCH

Der Stromendverbrauch belief sich 2005 auf insgesamt 44,5 Mio. t RÖE, womit er im Verlauf der vergangenen zehn Jahre mit einer jahresdurchschnittlichen Rate von 1,4% gestiegen ist (Abb. 14). Das Wachstum der letzten zehn Jahre war stärker als im Zeitraum 1985-1995, wo es durchschnittlich bei 0,4% pro Jahr lag. Der größte Stromverbraucher ist mit 45% die Industrie, gefolgt von den privaten Haushalten und sonstigen Sektoren.

Der Gesamtstromendverbrauch wird zwischen 2010 und 2030 wohl stabil bleiben. Die geringe Verbrauchszunahme im Industriesektor dürfte durch einen leichten Rückgang bei den privaten Haushalten und in den anderen Sektoren ausgeglichen werden.

Die Jahreshöchstlast 2005 wurde in Deutschland am 15. Dezember mit 76 700 MW verzeichnet, was einer leichten Abnahme gegenüber der Jahreshöchstlast von 2004 entspricht, die 77 200 MW betrug.

Abbildung 14 **Stromendverbrauch nach Sektoren, 1973-2030**



* Gewerblicher Sektor, öffentlicher Sektor, Landwirtschaft, Fischerei und sonstige nicht genannte Sektoren.

Quelle: *Energy Balances of OECD Countries*, IEA/OECD Paris, 2007, und von der Bundesregierung zur Verfügung gestellte Unterlagen.

MARKTGESTALTUNG UND REGULIERUNG

REFORM UND REGULIERUNG

Die Bundesregierung setzt den 1998 eingeleiteten Prozess der Liberalisierung des Elektrizitätsmarkts fort. Derzeit steht es allen Kunden frei, ihren Stromversorger selbst zu wählen. Die Tarife für Kleinstabnehmer, darunter insbesondere die privaten Haushalte, unterliegen jedoch immer noch einer Preiskontrolle. Erhöhungen dieser Tarife müssen durch die zuständigen Landesbehörden genehmigt werden. Aber auch diese Kunden haben die Möglichkeit, ihren Stromversorger frei zu wählen und sich dann zu Marktpreisen beliefern zu lassen.

Der Netzzugang Dritter wurde anfänglich im Rahmen der Verbändevereinbarung I gewährleistet und reguliert, einer 1998 abgeschlossenen freiwilligen Vereinbarung zwischen den Verbänden der Stromerzeuger und der Wirtschaft (VDEW, BDI und VIK), womit die Notwendigkeit einer staatlichen Regulierung entfiel. Diese Vereinbarung wurde in der Folge zweimal aktualisiert. Gemäß der dritten Fassung, der Verbändevereinbarung II plus, konnten die Netzunternehmen die Netzzugangsbedingungen und -entgelte durch Konsultationen mit den Wirtschaftsverbänden selbst festlegen. 2003 kam man jedoch zu dem Schluss, dass diese freiwillige Vereinbarung, die einen komplexen, verhandelten Netzzugang Dritter vorsah, nicht mehr haltbar war. Die Umstellung vom verhandelten zu einem regulierten Netzzugang erfolgte im Rahmen der Umsetzung der zweiten EU-Richtlinie für den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt.

Mit dem neuen Energiewirtschaftsgesetz (EnWG, seit dem 13. Juli 2005 in Kraft) und den darauf beruhenden Rechtsverordnungen über den Netzzugang und die Netzentgelte für Strom und Gas (die seit dem 29. Juli 2005 gelten) wurde folglich ein neuer energierechtlicher Rahmen geschaffen. Dessen Vollzug liegt in Händen der Regulierungsbehörde für die Netzindustrien, der Bundesnetzagentur (BNetzA), für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, die für bundesländerübergreifende Netze und Netzbetreiber mit mindestens 100 000 Kunden zuständig ist. Die Regulierung von Netzbetreibern mit weniger als 100 000 angeschlossenen Kunden obliegt den Regulierungsbehörden der einzelnen Bundesländer.

Kernbestimmungen der Regulierung betreffen Netzzugang und Netzentgelte sowie die Entflechtung des Netzbetriebs von den anderen Tätigkeitsbereichen der Unternehmen innerhalb und außerhalb der Energieversorgung. Die Bundesregierung hat sich allgemein für die Umsetzung der gesellschaftsrechtlichen Trennung der Netzmonopole von den wettbewerblich organisierten Bereichen der Energiewirtschaft entschieden, was in Bezug auf die EU-Auflagen der Standard ist. Für Übertragungs-

netzbetreiber wurde die Pflicht zur rechtlichen Entflechtung zum 13. Juli 2005 eingeführt. Verteilungsnetzbetreiber mit über 100 000 Kunden mussten ab dem 13. Juli 2005 eine funktionelle und buchhalterische Entflechtung gewährleisten; für die rechtliche Entflechtung wurde ihnen eine Frist bis zum 1. Juli 2007 gesetzt. Für Verteilungsnetzbetreiber mit weniger als 100 000 Kunden gilt seit dem 13. Juli 2005 die Pflicht zur buchhalterischen Entflechtung, von der Auflage der gesellschaftsrechtlichen Entflechtung sind sie freigestellt.

Erstmalig müssen in Deutschland grundsätzlich alle Netzentgelte für die Durchleitung von Strom und Gas im Rahmen einer Ex-ante-Regulierung genehmigt werden. Zweck des neuen EnWG ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Strom und Gas. Es gibt der Bundesnetzagentur den klaren gesetzlichen Auftrag, Potenziale zur Senkung der Netzentgelte auszuschöpfen, dabei aber Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht auszubauen.

Mit Inkrafttreten des EnWG wurde die Energieregulierung als neue Abteilung bei der damaligen Regulierungsbehörde für Post und Telekommunikation angesiedelt, die nun Bundesnetzagentur heißt. Die Bundesnetzagentur ist eine Behörde, die zum Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie gehört. Ihre Entscheidungen werden von Beschlusskammern getroffen, die dabei eine quasi-richterliche Unabhängigkeit genießen. Gegen von den Beschlusskammern getroffene Entscheidungen der Bundesnetzagentur steht der Zivilrechtsweg offen. Die Mitglieder der Beschlusskammern sind Amtsträger, die weder von der Bundesregierung ernannt werden noch von ihr abgesetzt werden können. Präsident und Vizepräsident der BNetzA werden von der Bundesregierung benannt, die sie aber nicht ihres Amtes entheben kann, außer unter ganz bestimmten Bedingungen und mit dem Einverständnis des gesamten Kabinetts. Entscheidungen der Beschlusskammern der BNetzA können unter keinen Umständen von der Bundesregierung aufgehoben werden.

Für die Genehmigung der Stromnetzentgelte sind die BNetzA bzw. die Landesregulierungsbehörden zuständig. Zur Zeit laufen bei diesen Behörden die entsprechenden Genehmigungsverfahren. In jüngster Zeit wurden Netzbetreiber durch Entscheidungen der BNetzA gezwungen, ihre Tarife um 6-28% zu senken. (Wegen weiterer Informationen vgl. Kapitel 2.)

Das Bundeskartellamt ist für die Fusionskontrolle wie auch die Missbrauchsaufsicht auf den vor- und nachgelagerten Energiemärkten zuständig. Derzeit werden Anstrengungen zur Ausdehnung der Befugnisse des Bundeskartellamts unternommen, um ihm die Untersuchung und Verfolgung von Fällen des Missbrauchs von Marktmacht zu erleichtern.

MARKTGESTALTUNG

Die Netzzugangsverordnung verleiht der Bundesnetzagentur erhebliche Befugnisse für die Marktgestaltung. Aus rechtlichen ebenso wie praktischen Gründen werden Entscheidungen in Bezug auf die Gestaltung des deutschen Elektrizitätsmarkts nach Konsultation mit den Marktteilnehmern getroffen.

In Deutschland gibt es keinen einheitlichen bundesweit zuständigen Marktbetreiber. Stattdessen kaufen und verkaufen Verteilunternehmen und Stromerzeuger Strom an der European Energy Exchange (EEX), Deutschlands Handelsplatz für Strom, oder im Rahmen bilateraler Verträge (direkter Handel); eine Verpflichtung zum Handel an der EEX besteht nicht. Die EEX bzw. die Vertragsparteien müssen am Vortag ausgeglichene Fahrpläne für jede Stunde des Lieferzeitraums direkt beim jeweils zuständigen der vier Übertragungsnetzbetreiber des Landes anmelden. Da es im deutschen Stromnetz derzeit keine Engpässe gibt, wird dieses Problem in keinem Handelsmechanismus berücksichtigt. Der Netzbetreiber führt im Vorfeld keine Dispatch-Modellrechnungen mit Netzengpassanalyse durch, um festzustellen, ob ausreichende Übertragungskapazitäten für die geplanten Stromerzeugungsmengen bzw. Lastflüsse vorhanden sind. Solche Berechnungen werden stattdessen nach der Fahrplananmeldung durchgeführt.

Durch untertäglichen Handel ist es den deutschen Marktteilnehmern möglich, ihre Fahrpläne bis 45 Minuten vor jeder Viertelstunde zu ändern, um ihre Bilanzkreise auszugleichen. Zur Ausregelung von Abweichungen der Ein- und Ausspeisemengen nach diesem Handel könnte ein in Echtzeit operierender Regelenergiemarkt eingesetzt werden. Wenn ein Stromerzeuger oder -verteiler vom am Vortag angekündigten Fahrplan abweicht, kann der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die fehlende Ausspeisemenge auf dem Regelenergiemarkt beschaffen bzw. dort die überschüssige Einspeisemenge wieder verkaufen. Stromerzeugern bzw. -verteilern werden die Kosten, die durch Abweichungen von den angemeldeten Fahrplänen entstehen, in vollem Umfang in Rechnung gestellt. Tabelle 19 sind die durchschnittlichen Tarife für Regelenergie in Europa im Jahr 2005 zu entnehmen (die Angaben entsprechen nicht zwangsläufig zwei gesonderten Tarifen, sondern eher dem durchschnittlichen Preis im Fall des Verkaufs von Strom durch den ÜNB und dem durchschnittlichen Preis im Fall des Kaufs von Strom durch den ÜNB).

Im Vergleich zu anderen Ländern waren die Spreads zwischen Kauf- und Verkaufspreis in Deutschland 2005 sehr hoch, was auf eine ineffiziente Funktionsweise des Markts für Regelenergie schließen lässt. Ein gut funktionierender und wettbewerbsintensiver Regelenergiemarkt zeichnet sich dadurch aus, dass die durchschnittlichen Kauf- und Verkaufspreise in Richtung des durchschnittlichen Spotmarktpreises konvergieren und der

Tabelle 19 **Preisspreads für Regelernergie in Europa, 2005**

	Fest- oder Marktpreis	Gate-Closure	Durchschnitt. Verkaufspreis der ÜNB (Euro/MWh)	Durchschnitt. Ankaufspreis der ÜNB (Euro/MWh)	Spread (Euro/MWh)
Österreich	Markt	Vortag	51	24	27
Belgien	Mischsystem	„ex-post“	56	12	44
Dänemark	Markt	½ Stunde vorher	36	27	9
Finnland	Markt	½ Stunde vorher	32	27	5
Frankreich	Markt	sechsmal täglich	50	45	5
Deutschland	Markt	dreimal täglich	70	2	68
Italien	Markt	Vortag	102	23	79
Niederlande	Markt	1 Stunde vorher	69	28	41
Spanien	Markt	2¼ - 3¼ Stunden vorher	–	–	0
Schweden	Markt	1 Stunde vorher	32	28	4
Ver. Königreich	Markt	½ Stunde vorher	55	39	16
Norwegen	Markt	1 Stunde vorher	29	29	0
Polen	Markt	Vortag	37	24	13

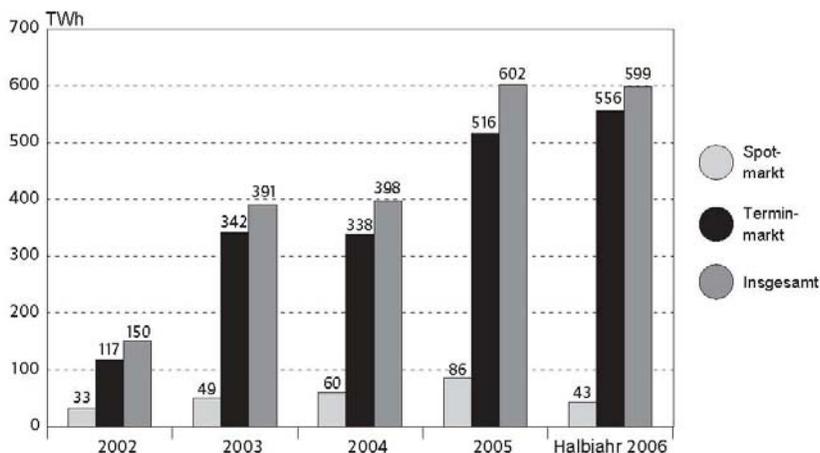
Quelle: *Implementing the Internal Energy Market*, Annual Report 2005, DG TREN, Europäische Kommission.

Abstand zwischen den beiden Preisen gegen null tendiert (d.h. die Käufer können den Strom im Allgemeinen zu ungefähr demselben Preis kaufen, wie ihn die Verkäufer verkaufen können). Der hohe Spread auf dem deutschen Regelerenergiemarkt und die Abweichung vom durchschnittlichen Spotmarktpreis des Jahres 2005, der 46 Euro/MWh betrug, könnten sich z.T. daraus erklären, das es sich in Wirklichkeit um eine Mischung zwischen einem reinen Echtzeit-Regelerenergiemarkt und einem Markt für Reservekapazitäten handelt. Zudem war die Zahl der Marktteilnehmer, die 2005 Regelernergie anboten, eher begrenzt. Auf den meisten Märkten ist es möglich, das System durch einen Handel in Echtzeit verlässlich und unter geringen Kosten auszuregulieren. Kapazitäten, die als Reserveleistung für den Fall von unvorhersehbaren Systemstörungen dienen, werden in gesonderten Ausschreibungsverfahren angeboten. Auf den deutschen Märkten für Sekundärregelenergieleistung und Minutenreserven werden diese Kapazitätsbuchungen mit dem Handel am Regelerenergiemarkt verbunden (obwohl die Kosten der Kapazitätsbuchungen in den Netzentgelten inbegriffen sind; der Bilanzkreisverantwortliche zahlt nur für die Regelernergie). Dies führt offenbar dazu, dass Regelernergie teurer ist als auf vergleichbaren Märkten. Dem kann allerdings entgegengesetzt werden, dass eine garantierte Bezahlung der Kapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendig ist.

Die BNetzA hat vor kurzem Veränderungen im Regelenergiemarkt genehmigt, durch die sich die Transparenz des Systems erhöht und die Dauer der Zeitscheiben für die Ausschreibung der Produkte auf 4 Stunden verkürzt wird (in den meisten Ländern sind kürzere Zeitscheiben üblich, z.B. 15 Minuten). Außerdem wurden die Bedingungen für neue Anbieter verbessert, u.a. durch eine Verringerung der Mindestangebotsgrößen und eine Senkung der technischen Anforderungen für die Teilnahme an den Ausschreibungen. Darüber hinaus wurde ein gemeinsamer Regelenergiemarkt für alle deutschen Regelzonen eingeführt.

Auf der EEX, der führenden Energiebörse in Kontinentaleuropa, die gemessen an den Umsatzzahlen nur von Nord Pool übertroffen wird, können die Marktteilnehmer in Deutschland Strom einen Tag im Voraus kaufen und verkaufen. Neben diesem Day-Ahead-Handel (Spotmarkt mit Erfüllung am Folgetag) für Einzelstunden oder Stundenblöcke ermöglicht die EEX auf dem deutschen Elektrizitätsmarkt auch einen Handel mit Strom-Futures (Terminmarkt). Die EEX fungiert zudem als Clearing-Stelle für außerbörsliche Geschäfte (Over-the-Counter-Geschäfte)¹. Die Liquidität der EEX ist gestiegen, zwischen 2002 und 2006 erhöhte sie sich von 150 TWh auf fast 600 TWh (vgl. Abb. 15). Die EEX bietet einen Handel

Abbildung 15 **Handelsvolumen an der EEX, 2002-2006**



Quelle: VDEW (Verband der Elektrizitätswirtschaft).

1. Over-the-Counter-Geschäfte werden außerhalb formeller Handelsplätze abgeschlossen, in der Regel bilateral zwischen zwei Vertragsparteien. Letztere kaufen häufig Credit-Clearing-Dienste bei formellen Handelsplätzen, um sich gegen das Kontrahentenrisiko abzusichern. In den letzten Jahren sind einige elektronische OTC-Plattformen entstanden, die anonyme Käufer explizit mit anonymen Verkäufern zusammenbringen.

für alle vier deutschen Regelzonen, wobei allerdings niemals gesonderte Preise für die vier Zonen (sowie Österreich) festgelegt wurden. Die Käufer geben Kaufgebote auf und die Verkäufer Verkaufsgebote, und die EEX fungiert als zentrale Clearing-Stelle, die einen einheitlichen Marktpreis für sämtliche in der jeweiligen Stunde gekaufte oder verkaufte Strommengen bestimmt.

TRANSPARENZ

Der deutsche Elektrizitätsmarkt ist in jüngster Zeit transparenter geworden, da die EEX seit April 2006 einschlägige Daten veröffentlicht, darunter Echtzeitdaten zur installierten Leistung und zur verfügbaren Kapazität sowie nach Energieträgern aufgeschlüsselte Ex-post-Angaben zur effektiven Erzeugung. Die Daten werden auf freiwilliger Basis von den Kraftwerksbetreibern zur Verfügung gestellt, eine Überprüfung durch Dritte findet nicht statt; es gab Fälle, in denen erhebliche Kapazitäten auf der Website falsch angegeben waren. Laut Schätzungen des VIK, des Verbands der Industriellen Energie- und Kraftwerkswirtschaft, liefert die Website Angaben für rd. 55% der Gesamterzeugungskapazität Deutschlands².

Im August 2006 hat die European Regulators' Group for Electricity and Gas (EREG), die Gruppe der Europäischen Regulierungsbehörden für Strom und Gas, Transparenzleitlinien herausgegeben, die der Schaffung eines gemeinsamen Rahmens für alle europäischen Elektrizitätsmärkte dienen sollen³. Diese Leitlinien, deren Einhaltung freiwillig ist, sehen Mindeststandards für die Veröffentlichung von Daten vor, u.a. zu Netzlast, Übertragungskapazitäten, Zugang zu den Kuppelstellen, Stromerzeugung und Regelenergie. Zahlreiche deutsche Stromunternehmen haben sich gegen diese Leitlinien ausgesprochen und insbesondere gegen eine bestimmte Auflage, nämlich die der Veröffentlichung kraftwerksspezifischer Ex-ante-Daten, was sie damit begründen, dass es sich bei Daten zur Stromerzeugung um wirtschaftlich sensible Informationen handle. Ein deutscher ÜNB, E.ON, hat vor kurzem mit der Veröffentlichung von Ex-ante-Daten zur Stromerzeugungskapazität begonnen, z.B. in Zusammenhang mit Inspektionen von Heizkraftwerksblöcken.

BRANCHENSTRUKTUR

Der deutsche Elektrizitätsmarkt ist durch ein hohes Maß an vertikaler Konzentration gekennzeichnet, da die marktführenden Großunternehmen in Besitz der Mehrzahl der Stromerzeugungskapazitäten und auch Eigentümer sowie Betreiber jeweils eines Teils des Übertragungsnetzes sind.

2. *Montel Power News*, „In the slow or fast lane?“, S. 6, Dezember 2006.
3. EREG, *Guidelines of Good Practice on Information Management and Transparency in Electricity Markets*, 2. August 2006.

Zudem bestehen zwischen diesen Großunternehmen und dem Strom-einzelhandel und -vertrieb umfangreiche Überkreuzbeteiligungen.

STROMERZEUGUNG

Vier große Unternehmen beherrschen die Stromerzeugung in Deutschland (E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall). Diese vier großen Verbundunternehmen stellen zusammen drei Viertel der Stromerzeugungskapazitäten des Landes (vgl. Tabelle 20). Über 85% des 2005 erzeugten Stroms stammten aus Anlagen der großen Vier; beim Rest handelte es sich um Einspeisungen unabhängiger Stromerzeuger, Einspeisungen der Industrie in das öffentliche Netz und Erzeugung der Industrie für den Eigenbedarf.

Tabelle 20 **Eigentumsverhältnisse in der Stromerzeugung, 2005**

	Kapazität (MW)	Anteil
EnBW	14	11.4%
Vattenfall	17	13.9%
E.ON	26	21.2%
RWE	34	27.7%
Zwischensumme (der großen Vier)	91	74.2%
Sonstige	31.6	25.8%
Insgesamt	122.6	100.0%

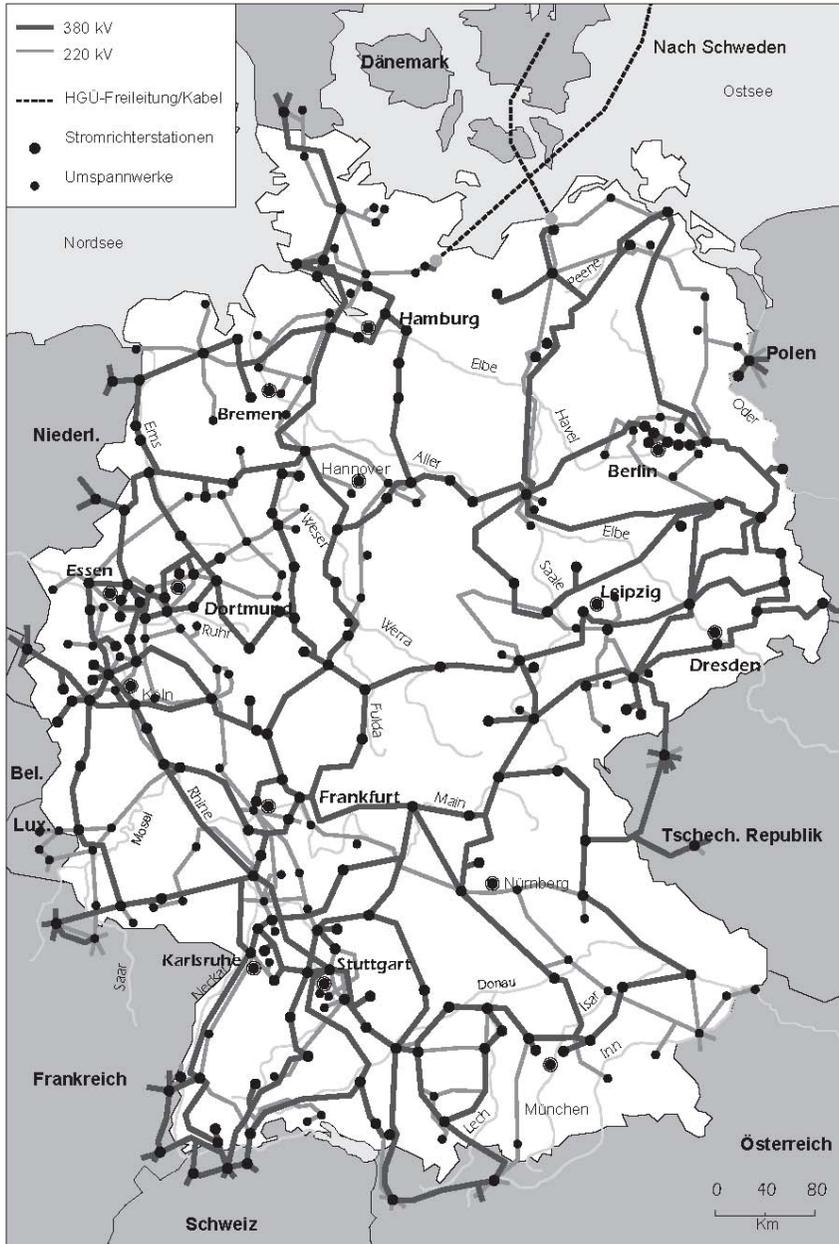
Quelle: Von der Bundesregierung zur Verfügung gestellte Unterlagen.

Neue Kraftwerkskapazitäten

Obwohl der Stromverbrauch den Prognosen zufolge weitgehend unverändert bleiben wird, befinden sich derzeit zahlreiche Kraftwerksprojekte – im Bereich der konventionellen Kraftwerke ebenso wie der erneuerbaren Energien – in der Planungs-, Bauvorbereitungs- oder Bauphase; sie sollen als Ersatz für bestehende Anlagen dienen, insbesondere für Kernreaktoren, deren Stilllegung vorgesehen ist. Auch wenn viele dieser Anlagen letztlich wohl nicht gebaut werden, geben diese Vorhaben doch einen Anhaltspunkt für den Umfang der künftigen Kapazitätsergänzungen. Bis 2012 sollen laut dem Verband der deutschen Elektrizitätswirtschaft (VDEW) 31 500 MW neuer Kapazitäten gebaut werden, davon 39% Steinkohlekraftwerke, 26% Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, 24% Gaskraftwerke und 9% Braunkohlekraftwerke. Bis 2016 sollen laut den Prognosen der Branche 44 500 MW neuer Kapazitäten im Netz sein, wovon 34% auf Steinkohle, 30% auf erneuerbare Energien, 26% auf Erdgas und 8% auf Braunkohle entfallen⁴.

4. Die Daten für 2012 und 2016 wurden vor Verabschiedung der überarbeiteten Fassung des zweiten nationalen Allokationsplans der Bundesrepublik für den EU-Emissionshandel geliefert.

Abbildung 16 Das deutsche Übertragungsnetz



Anmerkung: Die in dieser Karte ausgewiesenen Grenzen und Namen sowie die verwendeten Bezeichnungen implizieren keine offizielle Zustimmung oder Anerkennung durch die IEA.
 Quelle: Von der Bundesregierung zur Verfügung gestellte Unterlagen.

ÜBERTRAGUNG

In Abbildung 16 ist das deutsche Übertragungsnetz, einschließlich größerer Energieanlagen, dargestellt. Es besteht aus über 110 000 km Hoch- und Höchstspannungsleitungen. Laut deutschen Angaben kommt es nur sehr selten zu Engpässen; Daten zu Engpässen im Übertragungsnetz sind jedoch nicht öffentlich zugänglich. Die für den grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung stehenden Kapazitäten schwanken je nach der Betriebssituation innerhalb Deutschlands, was wohl auf interne Engpässe zurückzuführen ist, die an die Grenzen verlagert werden, anstatt im Landesinnern geregelt zu werden.

Eigentumsstrukturen und Betrieb des Übertragungsnetzes

Die vier großen Verbundunternehmen besitzen jeweils eigene Übertragungsnetze, mit deren Betrieb sie Tochtergesellschaften betraut haben – E.ON Netz, RWE Transportnetz, EnBW Transportnetze und Vattenfall Europe Transmission –, womit das Land in vier große Regelzonen aufgeteilt ist, zu denen zwei kleinere hinzukommen, die eine im Hamburger Raum (Vattenfall), die andere in Süddeutschland (RWE) (Abb. 17). Die vier Übertragungsnetzbetreiber müssen für alle Stromerzeuger einen diskriminierungsfreien Zugang Dritter⁵ zu ihren Netzen gewähren. Die vier Netzbetreiber koordinieren die Betriebsführung ihrer Netze gemäß den Regeln der UCTE (*Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*), eines Verbands west- und mitteleuropäischer Übertragungsnetzbetreiber. Darüber hinaus bestehen zwischen den vier Übertragungsnetzbetreibern formelle gegenseitige Vereinbarungen, in denen ihre Zusammenarbeit geregelt ist.

Im November 2006 führte die Abschaltung einer Übertragungsleitung im Nordwesten Deutschlands zu einem Stromausfall, von dem am Ende 15 Millionen Stromkunden in sieben europäischen Ländern betroffen waren (vgl. Kasten).

Grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten

Das deutsche Stromnetz ist über Grenzkuppelstellen mit den Netzen der Nachbarländer verbunden. Die Kapazität dieser Grenzkuppelstellen belief sich im Jahr 2005 auf 15-17 GW, rd. 16% der Gesamtkapazität, und lag

5. In den Vereinigten Staaten, Australien und einigen anderen Ländern läuft das Modell des „Netzzugangs Dritter“ (*Third party access – TPA*) in der Regel unter der Bezeichnung *Open access*. Dieses System gewährt allen Marktteilnehmern diskriminierungsfreien und transparenten Zugang zur Transportinfrastruktur, unabhängig davon, wer Eigentümer oder Betreiber der Leitungsnetze ist.

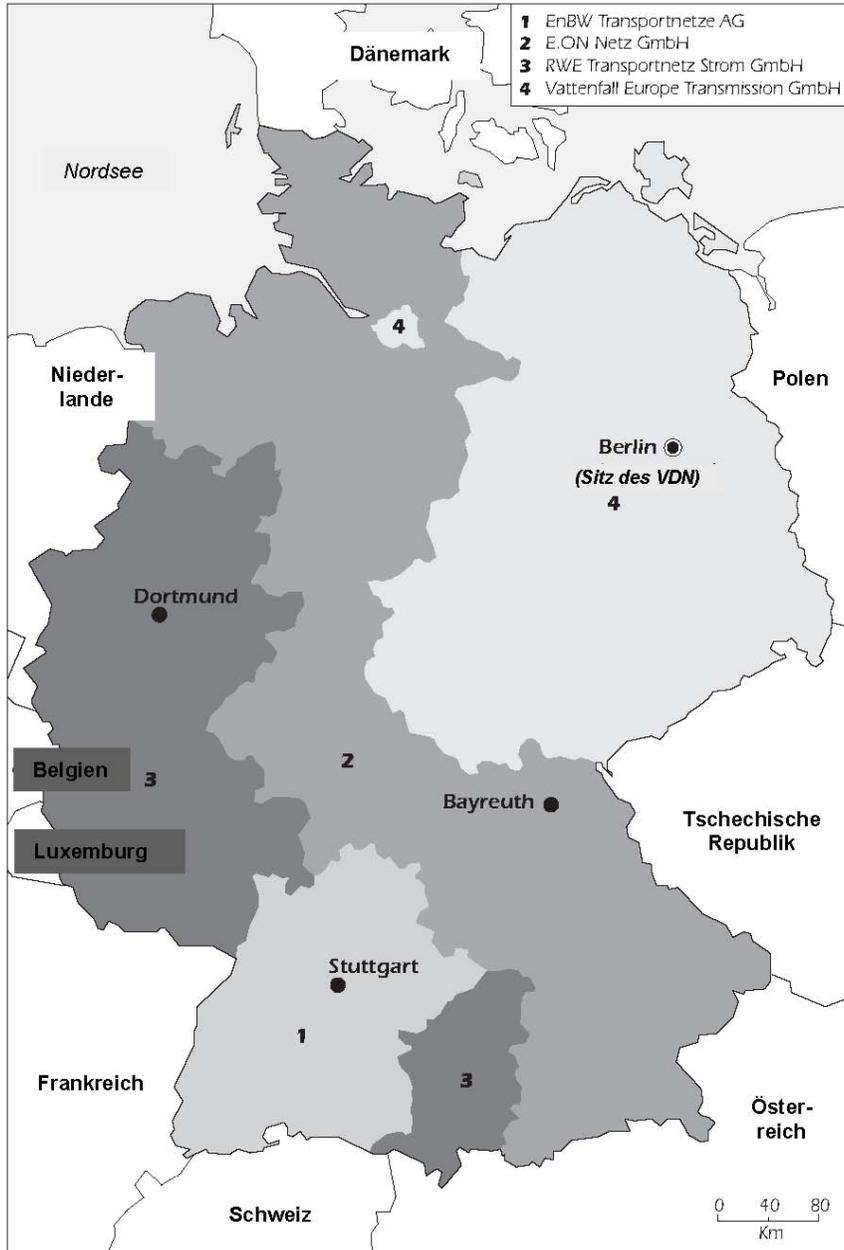
Die Systemstörung vom November 2006

Am 4. November 2006 kam es in 15 Millionen Haushalten in Teilen Deutschlands sowie mehreren anderen westeuropäischen Ländern zu einem Stromausfall, dessen Auswirkungen bis nach Marokko reichten. Es handelte sich dabei um eine kontrollierte Lastabschaltung, zu der es in der Folge der planmäßigen Abschaltung einer Höchstspannungsleitung über der Ems gekommen war, die die Durchfahrt des Kreuzfahrtschiffes „Norwegian Pearl“ ermöglichen sollte. Unter Anwendung der installierten Verfahren waren die Netze im Allgemeinen nach 38 Minuten wieder stabilisiert, und in weniger als zwei Stunden konnten wieder normale Bedingungen hergestellt werden; bis dahin hatten auch alle Kunden wieder Strom. Eine interne Untersuchung von E.ON ergab, dass die Systemstörung auf menschliche Fehleinschätzungen und nicht auf technische Probleme zurückzuführen war. Laut dieser Untersuchung hat das zuständige Personal nicht alle technischen Hilfsmittel für eine umfassende Lagebeurteilung genutzt; Hinweise auf technische Fehlfunktionen der Leitungen bzw. der Steuerungs- oder Überwachungssysteme ließen sich hingegen nicht finden. Die UCTE kam in einer vorläufigen Untersuchung zu dem gleichen Ergebnis wie E.ON, was die Hauptursache der Systemstörung anbelangte. Dabei wurden zudem einige erschwerende Faktoren festgestellt: die unzureichende Koordinierung zwischen den Betreibern benachbarter Stromnetze, die fehlende Kontrolle der automatischen Netztrennung und Wiederschaltung alter Windkraftanlagen sowie das begrenzte Angebot an Optionen für die Behebung von Engpässen in den Übertragungsnetzen, z.B. Marktinstrumenten zur Beschaffung zusätzlicher Ressourcen aus anderen Netzbereichen. Die Lastabschaltung und die Untersuchungen bewirkten, dass an einer Verbesserung der Standards für die Koordinierung zwischen Übertragungsnetzbetreibern gearbeitet wird.

Quelle: E.ON Netz, E.ON Netz legt Bericht zum Stand der Untersuchung vor, Pressemitteilung vom 4. Dezember 2006, und UCTE, System Disturbance on 4 November 2006, Interim Report, 30. November 2006.

damit deutlich über dem von der EU angestrebten Verbundgrad von 10% (vgl. Tabelle 21). Dennoch ist diese Kapazität häufig unzureichend (vgl. Tabelle 22). An den Grenzkuppelstellen mit Dänemark, den Niederlanden und der Tschechischen Republik bestehen zwischen 63% und 100% der Zeit Engpässe.

Abbildung 17 Regelzonen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber



Anmerkung: Die in dieser Karte ausgewiesenen Grenzen und Namen sowie die verwendeten Bezeichnungen implizieren keine offizielle Zustimmung oder Anerkennung durch die IEA.

Quelle: Von der Bundesregierung zur Verfügung gestellte Unterlagen.

Tabelle 21 **Verfügbare Übertragungskapazitäten an den Grenzen zu den Nachbarländern, Winter 2006/2007**

Verfügbare Kapazitäten in MW	Import	Export
Österreich	1 400	1 600
Tschechische Republik	2 260	700
Schweiz	4 000	2 400
Frankreich	2 850	3 300
Niederlande	3 000	3 800
Westdänemark	1 200	800
Ostdänemark	550	550
Polen	1 100	1 200
Schweden	600	600
Alle Nachbarländer	16 960	14 950

Anmerkung: Für Belgien liegen keine Daten vor.

Quelle: ETSO; verfügbar unter www.etso-net.org/NTC_Info/map/e_default.asp.

Die Vergabe grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten an die Marktteilnehmer erfolgt an allen engpassbehafteten Grenzkuppelstellen im Rahmen expliziter Auktionen (an der deutsch-österreichischen Grenze finden keine solche Auktionen statt, da dort keine Engpässe bestehen), und zwar nach dem Use-it-or-lose-it-Prinzip, d.h. ungenutzte Kapazitäten müssen dem Markt wieder angeboten werden. Gemäß den Vorgaben der entsprechenden EG-Verordnung können die Einnahmen aus der Vergabe von Engpasskapazitäten nur für die Sicherung der tatsächlichen Verfügbarkeit der zugeteilten Kapazitäten, für Investitionen in die Netze, die Instandhaltung bzw. den Ausbau der Grenzkuppelkapazitäten oder zur Senkung der Netzentgelte verwendet werden. Laut der *Sector Inquiry*, der Branchenuntersuchung der Europäischen Union über die Energiemärkte, vom Februar 2006 erzielten die drei deutschen Netzbetreiber, die für die Grenzkuppelstellen zuständig sind, bei den Auktionen zur Vergabe der Engpasskapazitäten im Zeitraum 2001-2005 Einnahmen in Höhe von 400-500 Mio. Euro. Davon wurden 20-30 Mio. Euro für die Verstärkung der bestehenden oder den Bau neuer Grenzkuppelleitungen verwendet. Der Restbetrag diente den Netzbetreibern zufolge zur Senkung der Übertragungstarife.

Netzzugang und Investitionen

Maßgeblich für Netzinvestitionen und Netzanschluss sind das Energiewirtschaftsgesetz und die entsprechende Rechtsverordnung über den diskriminierungsfreien Netzzugang neuer Stromerzeugungskapazitäten. Für den Netzzugang von Anbietern erneuerbarer Energien gelten Sonderregeln, da sie vorrangigen Zugang zu den Netzen haben und angeschlossen werden müssen, sofern bestimmte Mindestbedingungen erfüllt sind.

Tabelle 22 Engpässe an den Grenzkuppelstellen in Europa, 2004 und 2005

	Prozentsatz der Stunden mit Engpässen*	
	Januar - Mai 2004	Januar - Mai 2005
Slowakische Republik --> Ungarn	100%	100%
Frankreich --> Schweiz	100%	100%
Deutschland --> Dänemark	99%	100%
Niederlande --> Belgien	96%	100%
Frankreich --> Vereinigtes Königreich	95%	96%
Deutschland --> Niederlande**	88%	90%
Frankreich --> Spanien	35%	81%
Tschechische Republik --> Deutschland	69%	68%
Niederlande --> Deutschland **	63%	64%
Belgien --> Niederlande	63%	63%
Deutschland --> Frankreich**	0%	41%
Tschechische Republik --> Österreich	0%	37%
Deutschland --> Tschechische Republik **	30%	36%
Vereinigtes Königreich --> Frankreich	32%	35%
Frankreich --> Deutschland	48%	33%
Spanien --> Frankreich **	30%	33%
Polen --> Slowakische Republik	0%	19%
Spanien --> Portugal	8%	18%
Polen --> Tschechische Republik	16%	16%
Portugal --> Spanien	27%	12%
Frankreich --> Belgien	30%	11%
Tschechische Republik --> Polen	0%	10%
Slowakische Rep. --> Tschechische Rep.	1%	7%
Tschechische Rep. --> Slowakische Rep.	2%	1%
Deutschland --> Schweiz**	0%	1%
Frankreich --> Italien	1%	1%
Österreich --> Tschechische Republik	0%	0%
Schweiz --> Frankreich	0%	0%
Italien --> Frankreich	0%	0%
Belgien --> Frankreich	0%	0%
Deutschland --> Österreich	0%	0%

* Zahl der Stunden, in denen der Umfang der nachgefragten Grenzkuppelkapazitäten den der verfügbaren Kapazitäten überstieg, in Prozent der Gesamtstundenzahl. Die Pfeile geben die Übertragungsrichtung an, z.T. gestützt auf die Angaben verschiedener ÜNB.

** Bezieht sich auf den Durchschnitt mehrerer Kuppelleitungen zwischen zwei Grenzen.

Quelle: Europäische Kommission, *Sector Inquiry under Art. 17 Regulation 1/2003 on the gas and electricity markets*, Tabelle 23, 16. Februar 2006.

Die Kosten des Netzzugangs werden entsprechend den Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes und der Stromnetzentgeltverordnung auf die jeweiligen Kostenträger umgelegt. Derzeit ist eine neue Verordnung in Arbeit, in der der Netzzugang neuer Kraftwerke genauer geregelt wird. Gegen alle Entscheidungen zu Netzzugang und Netzentgelten kann bei der BNetzA bzw. den zuständigen Landesregulierungsbehörden Beschwerde eingelegt werden.

Den Übertragungsnetzbetreibern zufolge bestehen in ihren Regelzonen keine Engpässe. Dennoch haben sie in den sieben Jahren zwischen 1999 und 2005 über 4,9 Mrd. Euro für die Modernisierung und den Ausbau ihrer Hoch- und Höchstspannungsnetze ausgegeben, wobei die Investitionen in den Jahren 2004 und 2005 um 32% höher ausfielen als 2002 und 2003. Mit diesen Investitionen wurden u.a. 1 200 km neue Übertragungsleitungen gebaut.

Netzentgelte

Die Netzentgelte, die die Kosten von Netzbetrieb und -investitionen decken sollen, werden den Verteilunternehmen in Rechnung gestellt, die sie über die Einzelhandelspreise an die Endverbraucher weitergeben. Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln die von den Verteilunternehmen zu zahlenden Tarife nach dem Briefmarkenprinzip, d.h. zu einem Pauschalatz je kWh Spitzenlast, eine ähnliche Methode, wie sie in vielen Teilen der Vereinigten Staaten angewendet wird. Dieser Satz ist für alle Stromverteiler identisch. Weitere Informationen zur Frage der Übertragungsnetzentgelte liefert der Abschnitt zu den Preisen, der eine Tabelle zu den Netzentgelten im europäischen Vergleich enthält (Tabelle 24).

Gegenwärtig werden die Netzentgelte von den einzelnen Übertragungsnetzbetreibern festgelegt und müssen dann im Rahmen einer Cost-plus-Regulierung ex ante genehmigt werden. 2006 zwang die BNetzA zahlreiche große Gas- und Stromnetzbetreiber, ihre Netztarife um 6-28% zu senken. Die BNetzA hat einen Vorschlag für eine Ex-ante-Anreizregulierung vorgelegt, der einen zweistufigen Prozess für deren vollständige Implementierung im Jahr 2009 vorsieht. Die erste Stufe besteht in der Einrichtung einer Erlösobergrenze, die größere Differenzen bei der wirtschaftlichen Effizienz der verschiedenen Netzbetreiber innerhalb Deutschlands sowie, in Bezug auf die Transportnetze, im Vergleich zu Benchmarking-Studien aus dem Ausland verringern soll. Durch die Erlösobergrenze würden die Gesamteinnahmen der Netzbetreiber beschränkt. Progressiv gestaltete X-Faktoren, mit denen die Erlösobergrenze abgesenkt wird, würden dabei eine Berücksichtigung der erwarteten Effizienzsteigerungen ermöglichen. Die zweite Stufe sieht die Einführung einer kenngrößenorientierten Regulierung vor, bei der die Netzbetreiber entsprechend ihrer Leistung im Vergleich zu ihren Wettbewerbern „belohnt“ würden.

Netzintegration der Windenergie

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verpflichtet die Netzbetreiber, Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu Standardsätzen an ihr Netz anzuschließen und die vorrangige Abnahme und Übertragung des gesamten Stroms solcher Anlagen zu garantieren. Die umfangreichen Windenergiekapazitäten, die in den letzten Jahren ans Netz gegangen sind – Ende 2006 waren über 20 GW Windenergiekapazitäten angeschlossen –, hatten Auswirkungen auf den Netzbetrieb, wenngleich die Sicherheit der Netze niemals ernstlich gefährdet war. Windenergie ist intermittierend, weil die Produktion mit kurzer Vorwarnzeit sinkt oder steigt, was die Steuerung der Netzspannung und des Netzbetriebs erschwert. Große Mengen an Strom aus Windenergieanlagen können zu erheblichen Engpässen im Netz führen, deren Effekte auf die Nachbarländer übergreifen können, vor allem die Niederlande und Österreich. Durch Änderungen der Netzregeln, Regulierungen und Betriebsverfahren könnten die negativen Aspekte der Integration der Windenergie gemindert werden.

Unter diesem Gesichtspunkt veröffentlichte die Deutsche Energie-Agentur (dena), 2005 eine vom BMWi in Auftrag gegebene Untersuchung über die Integration der Windenergie in das deutsche Stromnetz, an deren Ausarbeitung Vertreter der Windenergiebranche ebenso beteiligt waren wie Kraftwerks- und Stromnetzbetreiber. Der erste Teil der Studie, der sich mit dem Ausbau der Windenergie zwischen 2005 und 2015 befasst und nicht auf Möglichkeiten zur Optimierung der Integration der Windenergie eingeht, kommt zu folgendem Schluss:

- Durch die notwendigen Netzneubaumaßnahmen bis zum Jahr 2015 wird das bereits bestehende Übertragungsnetz um insgesamt 850 km erweitert. Obwohl sich die ausgewiesenen Netzausbaumaßnahmen auf nur rd. 5% des bestehenden Übertragungsnetzes belaufen, gibt es verschiedene Hemmnisse, die eine zeitgerechte Realisierung behindern. In Relation zu den Neubauten der vergangenen Jahre ist der Zeitrahmen für den als notwendig ausgewiesenen Netzausbau sehr ambitioniert.
- Um einen weiteren Ausbau der Windenergie nicht zu gefährden, sind deshalb neben der laufenden Umsetzung von Planungs- und Investitionsentscheidungen besonders die Genehmigungsverfahren für den Netzausbau zu beschleunigen.
- Es wird nicht nötig sein, zusätzliche konventionelle Kraftwerke zu bauen, um die erforderliche Regel- und Reserveleistung bereitzustellen.

STROMVERTEILUNG UND EINZELHANDEL

In Deutschland gibt es über 400 Verteilungsnetzbetreiber. Während für große Übertragungsnetze (ab 100 000 Kunden) bereits eine komplette

gesellschaftsrechtliche Trennung von den übrigen Aktivitäten vorgenommen werden musste, gilt diese Auflage für die Einzelhandelsaktivitäten erst ab dem 1. Juli 2007. Für kleine Verteilungsnetze muss nur eine funktionelle und buchhalterische Entflechtung erfolgen, die für große und kleine Verteilungsnetzbetreiber gleichermaßen am 13. Juli 2005 Gültigkeit erlangte.

Im Verteilungs- und Einzelhandelssektor der deutschen Stromwirtschaft bestehen durch die zahlreichen regionalen und kommunalen Versorgungsunternehmen (Stadtwerke) erhebliche Überkreuzbeteiligungen. Die vier großen Verbundunternehmen sind am Kapital eines hohen Prozentsatzes der Stadtwerke beteiligt (darunter viele kleine Verteilungsnetzbetreiber mit weniger als 100 000 Kunden), das Bundeskartellamt geht bei der Genehmigung solcher Zusammenschlüsse jedoch immer strenger vor, selbst wenn es sich um Minderheitsbeteiligungen der großen Verbundunternehmen an den Vertriebsunternehmen handelt, die 20%-Grenze nicht überschreiten (dies gilt jedoch nur für neue Beteiligungskäufe, die großen Vier sind nicht verpflichtet, bereits existierende Beteiligungen von über 20% zu veräußern). Verteilungsnetzbetreiber müssen Dritten Zugang zu ihren Netzen gewähren. Weitere Informationen zur Frage der Verteilungsnetzentgelte liefert der Abschnitt zu den Preisen, der eine Tabelle zu den Netzentgelten im europäischen Vergleich enthält (Tabelle 24).

Lieferantenwechsel

Ein wichtiger Indikator für die Wettbewerbsfähigkeit der Stromeinzelhandelsmärkte ist die Zahl der Verbraucher, die den Anbieter gewechselt oder ihre Verträge neu ausgehandelt haben. Im Industriesektor haben alle Kunden neue Verträge ausgehandelt, und über 40% haben ihren Stromlieferanten gewechselt. Bei den privaten Haushalten kam es nur recht selten zu Lieferantenwechsel; nur 2% haben seit der Marktöffnung den Anbieter gewechselt, Vertragsneuaushandlungen sind in dieser Zahl allerdings nicht berücksichtigt. In Tabelle 23 sind die Lieferantenwechselquoten nach Abnahmevolumen angegeben.

Es dauert etwa sechs Wochen, um den Stromlieferanten zu wechseln; es handelt sich nicht um ein automatisiertes, sondern um ein manuelles Verfahren. Die *Sector Inquiry 2006* der Europäischen Kommission ergab, dass der Lieferantenwechsel in Deutschland mit erheblichem Verwaltungsaufwand verbunden ist, was u.a. an den mühevollen Protokollen für den Informationsaustausch und die Zahlungsmodalitäten liegt. Die BNetzA arbeitet derzeit an einer Straffung und Standardisierung der Verfahren für den Lieferantenwechsel. Am 11. Juli 2006 erging eine erste Entscheidung zur Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate.

Tabelle 23 **Stromlieferantenwechsel**

Stromlieferantenwechsel seit Beginn der Liberalisierung in Abnahmevolumen

	Große und sehr große Industriekunden	Kleine bis mittlere Industrie- und Gewerbetunden	Sehr kleine Industriekunden und Haushaltskunden
Österreich	29%	29%	4%
Belgien	c. 20%		10%
Tschechische Republik	5%	1%	0%
Dänemark	>50%		c. 15%
Finnland	>50%	82%	30%
Frankreich		15%	0%
Deutschland	41%	7%	5%
Griechenland	2%	0%	0%
Ungarn		32%	0%
Irland	56%	15%	9%
Italien		60%	0%
Luxemburg	25%	3%	0%
Niederlande	–	–	11%
Portugal	16%		
Spanien	25%	22%	19%
Schweden	>50%	–	29%
Vereinigtes Königreich	>50%	>50%	48%
Norwegen	>50%	>50%	44%

Anmerkung: Für Länder, die keine gesonderten Daten für die einzelnen Kategorien liefern, ist der Durchschnitt von zwei oder drei Kategorien angegeben.

Quelle: Europäische Kommission, *Implementing the Internal Energy Market*, Annual Report 2005, Tabelle 3.1.

PREISE

GROSSHANDELSPREISE

Abbildung 19 liefert einen Überblick über die Großhandelspreise für Strom in Deutschland und einer Reihe anderer europäischer Länder. Wie in Europa insgesamt sind die Day-Ahead-Strompreise in Deutschland im Jahresverlauf 2006 tendenziell gestiegen, 2007 haben sie sich jedoch im Allgemeinen stabilisiert und etwas nachgegeben. Ende April waren die Preise infolge des drastischen Rückgangs der Preise für CO₂-Zertifikate im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems eingebrochen, Ende 2006 hatten sie sich allerdings wieder etwas erholt. Die Großhandelspreise sind in Deutschland höher als in den nordischen Ländern (die einen hohen Anteil kostengünstiger Wasserkraft aufweisen), liegen aber unter denen der Niederlande. Die deutschen Großhandelspreise waren in der Vergangenheit niedriger als die französischen, liegen seit kurzem aber etwas über dem französischen Niveau, da die Preise in Frankreich rascher gesunken sind als in Deutschland.

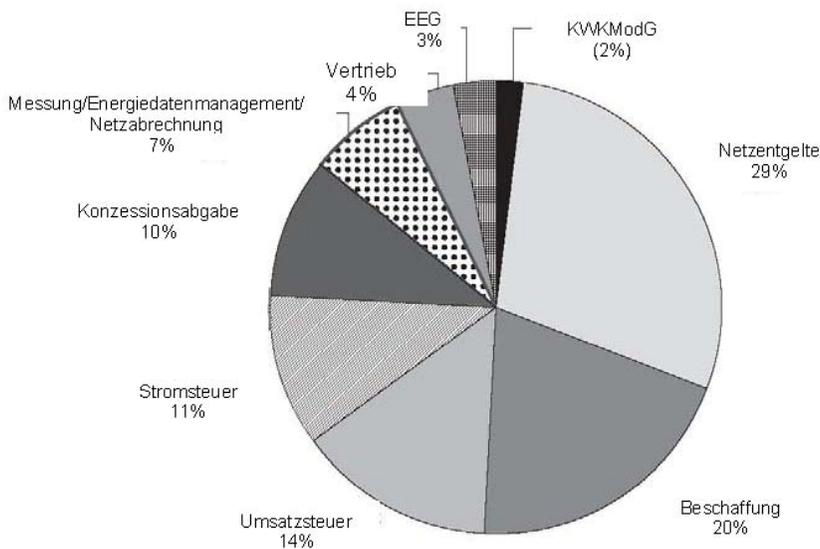
EINZELHANDELSPREISE

Wie aus Abbildung 18 ersichtlich, sind die Netzentgelte die größte Einzelkomponente der Strompreise für Haushaltskunden; sie machen fast 30% der monatlichen Energierechnung aus. An zweiter Stelle steht die Energiebeschaffung, auf die rd. 20% des Gesamtbetrags entfallen. Die verschiedenen Steuerkomponenten und sonstigen Abgaben stellen zusammen den größten Teil der Energierechnung (fast 40%). Die restlichen 10% entfallen auf sonstige Gebühren.

Zur Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie im Vergleich zu anderen Ländern hat die Bundesregierung für Industriekunden die EEG-Abgabe verringert, die zur Finanzierung der garantierten Einspeisetarife für erneuerbare Energien dient. Mussten einige Industriekunden in den letzten Jahren noch ganze 2 Cent/kWh zahlen, wurde diese Abgabe ab Dezember 2006 auf maximal 0,5 Cent/kWh abgesenkt.

Im Vergleich zu anderen europäischen Ländern sind die Strompreise für Haushaltskunden und industrielle Kleinabnehmer recht hoch (vgl. Abb. 20). 2006 lagen die Preise für Haushaltskunden mehr als 25% über dem durch-

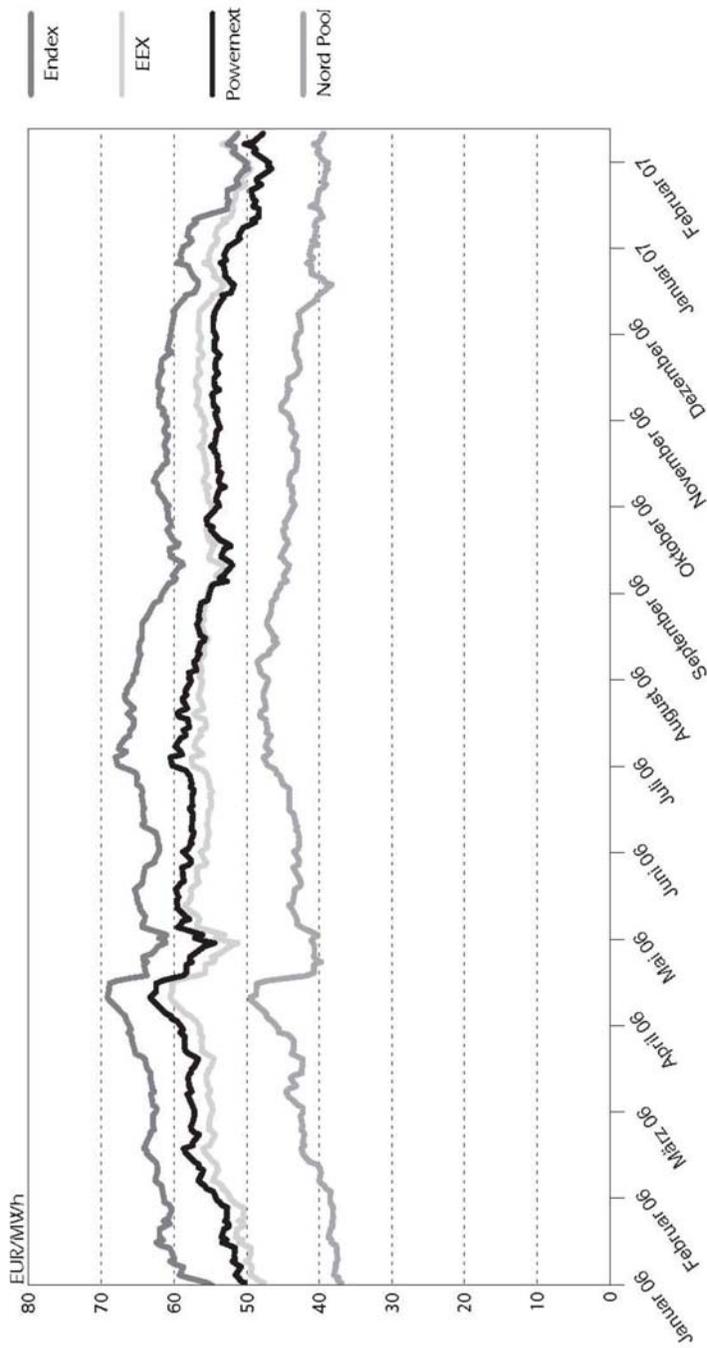
Abbildung 18 **Bestandteile des Strompreises für Haushaltskunden, 2005**



Insgesamt = 18,69 EUR/kWh

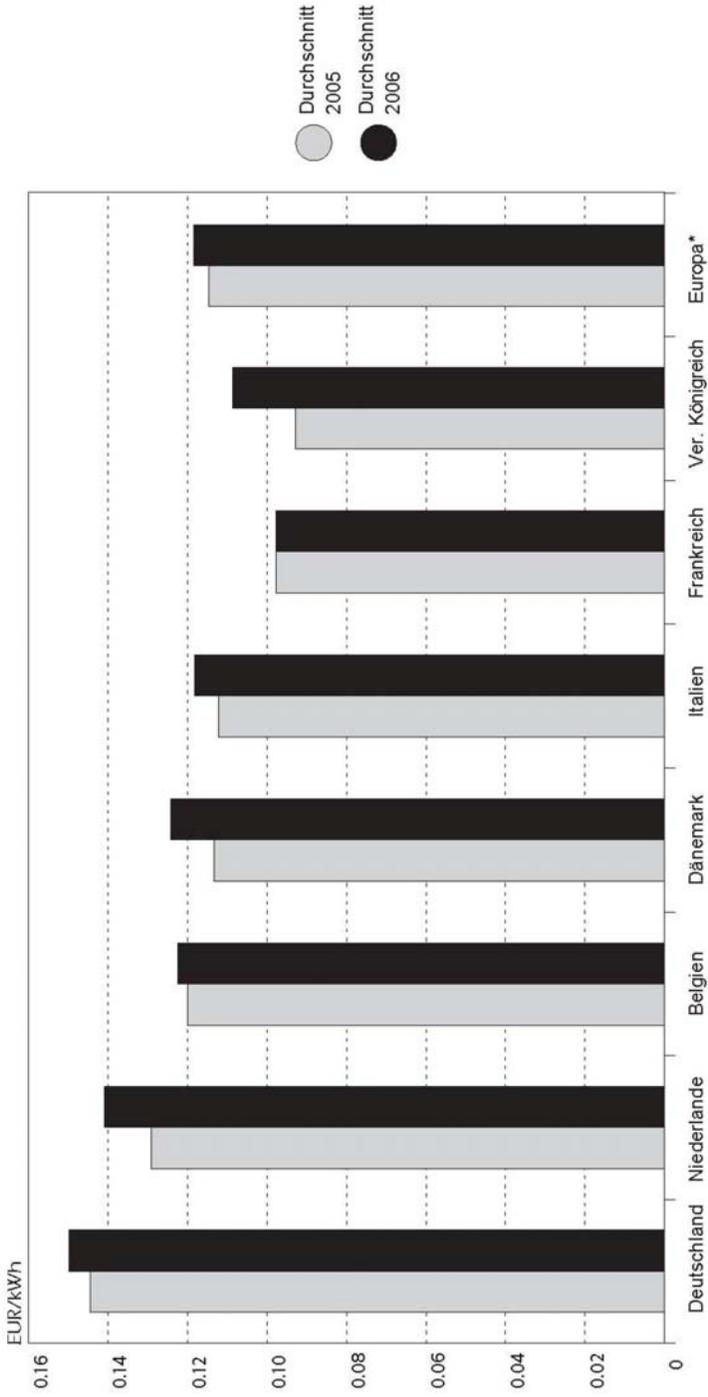
Quelle: VDEW, VDN, *Daten und Fakten: Stromnetze in Deutschland 2006*, S. 8.

Abbildung 19 Day-Ahead-Strompreise auf der Großhandelsebene in Europa, 2006 und 2007



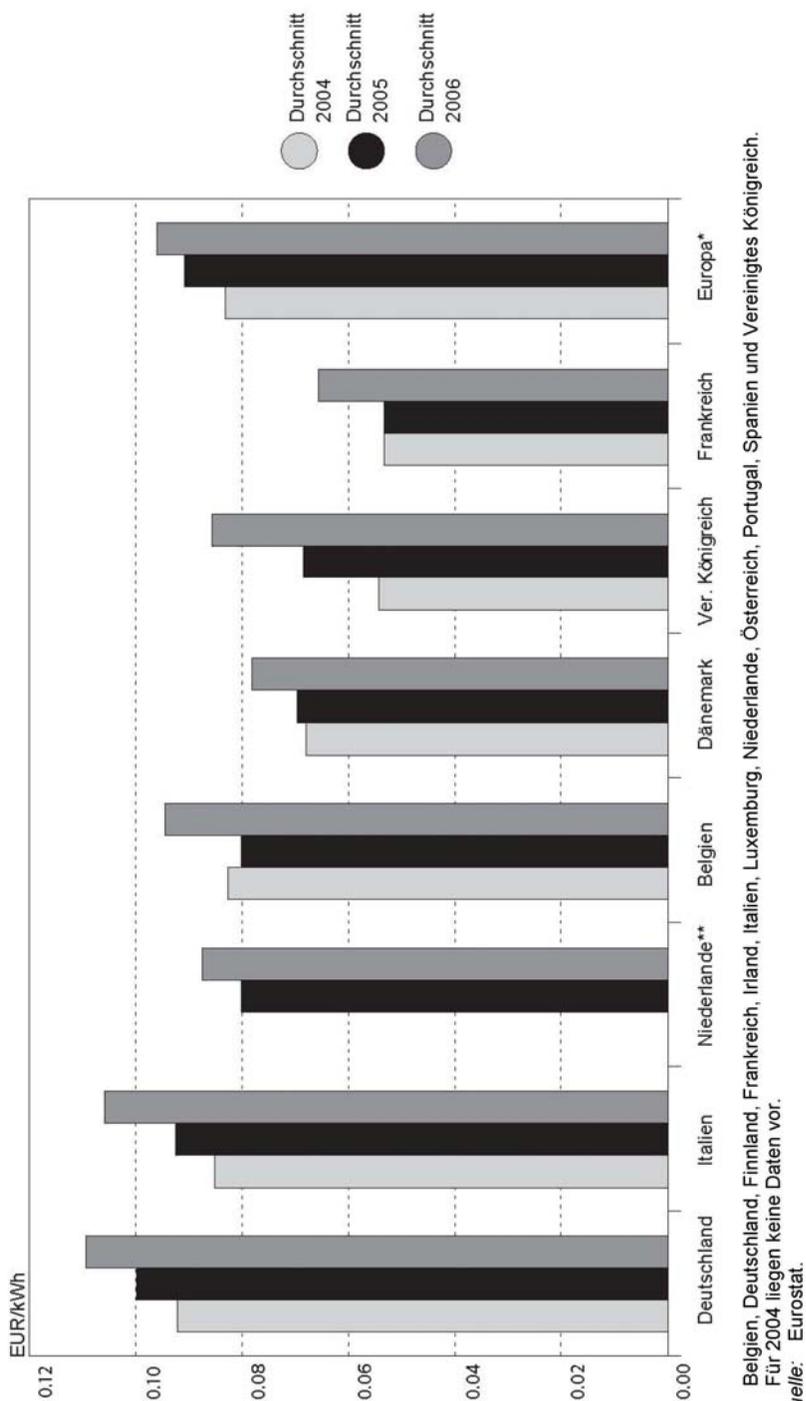
Quelle: EEX.

Abbildung 20 Einzelhandelsstrompreise für Haushaltskunden in Europa, 2005-2006



* Belgien, Deutschland, Finnland, Frankreich, Irland, Italien, Luxemburg, Niederlande, Österreich, Portugal, Spanien und Vereinigtes Königreich.
Quelle: Eurostat.

Abbildung 21 Einzelhandelsstrompreise für Industriekunden in Europa, 2004-2006



schnittlichen Niveau von zwölf europäischen Ländern, und sie waren höher als in den Niederlanden, Belgien und Dänemark. Die von Eurostat ermittelten Preise für Deutschland enthalten auch eine relativ hohe fiskalische Komponente mit Konzessionsabgabe, Stromsteuer, EEG-Abgabe und KWK-Abgabe. Daher lassen sich die deutschen Preise nur begrenzt mit denen anderer Länder vergleichen. Die durchschnittlichen Preise sind zwischen 2005 und 2006 um 4% gestiegen.

Die Preise für Industriekunden sind ebenfalls höher als in den Nachbarländern (vgl. Abb. 21). Im Zeitraum 2004-2006 lagen die deutschen Preise 10-14% über dem Durchschnitt einer Gruppe europäischer Länder. Die durchschnittlichen Strompreise für Industriekunden sind zwischen 2004 und 2006 um 19% und zwischen 2005 und 2006 um 9% gestiegen.

NETZENTGELTE

Tabelle 24 liefert einen Überblick über die Netzentgelte für Übertragungs- und Verteilungsnetze im europäischen Vergleich, gestützt auf Angaben der Europäischen Kommission.

KRITISCHE ANALYSE

In Anbetracht der Größe und der strategischen geographischen Lage der deutschen Stromwirtschaft sind die seit dem letzten IEA-Deutschlandbericht erzielten Fortschritte auf dem Weg zu einem liberalisierten Elektrizitätsmarkt beachtlich. Solche Fortschritte sind von entscheidender Bedeutung für die Schaffung eines wirklich integrierten Markts in Europa, von dem über die Senkung der Kosten der Stromversorgung und die Erhöhung ihrer Zuverlässigkeit die deutschen Stromkunden und ganz Europa profitieren können. Es ist zu loben, dass die Bundesregierung den erforderlichen politischen Willen unter Beweis stellt, um die Liberalisierung voranzutreiben, insbesondere durch die kürzlich erfolgte Einrichtung einer Regulierungsbehörde für die Netzindustrie. Wir empfehlen der Bundesregierung nachdrücklich, in ihrem Engagement nicht nachzulassen und die Reformen fortzusetzen.

Eine Regulierungsstelle, die über ein klares Mandat, starke Befugnisse und genügend Unabhängigkeit von der Regierung verfügt, besitzt nicht nur die nötigen Instrumente zur Sicherung eines gut funktionierenden Markts, sondern signalisiert gegenwärtigen und zukünftigen Marktteilnehmern auch, dass langfristig ein faires und stabiles Regulierungsumfeld gewährleistet ist. Dadurch werden die aktuellen Marktteilnehmer zu wettbewerblichem Verhalten und potenzielle neue Anbieter zum Markteintritt angespornt, was generell zur Verringerung hoher Marktkonzentration beitragen wird. Die Einrichtung einer Regulierungsbehörde, der Bundesnetz-

Tabelle 24 Übertragungs- und Verteilungsnetzentgelte

	Zahl der regulierten Übertragungsunternehmen	Zahl der regulierten Verteilunternehmen	Ungefähres Netzentgelt für Großkunden (Euro/MWh)	Ungefähres Netzentgelt für gewerbl. Kunden im Niederspannungsnetz (Euro/MWh)	Ungefähres Netzentgelt für Haushaltskunden im Niederspannungsnetz (Euro/MWh)
Österreich	3	133	10	51	53
Belgien	1	26	11	-	51
Tsch. Republik	1	327	3	-	36
Dänemark	10	120	19	25	48
Finnland	1	91	10	26	37
Frankreich	1	161	12	40	48
Deutschland	4	950	9	53	62
Griechenland	1	1	8	-	-
Ungarn	1	6	2	48	30
Irland	1	1	-	48	50
Italien	1	173	9	41	67
Luxemburg	2	10	7	62	72
Niederlande	1	12	-	-	40
Norwegen	1	170	11	25	-
Portugal	3	13	4	39	37
Spanien	1	313	69	34	33
Schweden	1	184	10	17	40
Ver. Königreich	3	17	5-12	11-23	17-34
Höchstwert			69	62	72
Niedrigstwert			2	11	17
Durchschnitt			13	38	46

Quelle: Europäische Kommission, *Implementing the Internal Energy Market*, Annual Report 2005, Tabelle 6.1.

agentur, ist somit eine wichtige Leistung, da sie die Sicherung gleicher Wettbewerbsbedingungen für alle Marktteilnehmer, die Verringerung der Marktkonzentration und die Entstehung eines wirklich wettbewerbsoffenen Markts fördern wird.

Zu loben sind auch die vom Bundeskartellamt unternommenen Anstrengungen, um die Überwachung der gesellschaftsrechtlichen Entflechtung der verschiedenen Geschäftsbereiche der Stromunternehmen zu verbessern. Des Weiteren unterstützen wir nachdrücklich die derzeit laufende Novellierung des Kartellrechts, mit der die Befugnisse des Bundeskartellamts ausgedehnt werden sollen, um diesem die Untersuchung und Verfolgung von Fällen des Missbrauchs von Marktmacht zu erleichtern; die entsprechenden Bestimmungen sollten zum frühestmöglichen Zeitpunkt umgesetzt werden. Die Aufdeckung und der Nachweis von Miss-

brauch von Marktmacht auf den Energiemärkten ist bekanntlich ein äußerst schwieriges Unterfangen, weshalb stärkere Instrumente, die dies erleichtern, ohne den Marktteilnehmern zu hohe Belastungen aufzubürden, zu begrüßen sind. Solche verbesserten Aufsichtsinstrumente werden die Marktteilnehmer zudem von der Ausübung von Marktmacht abhalten. Bedenklich ist indessen die kürzlich ergangene Entscheidung des Bundeskartellamts, der zufolge die Stromerzeuger ihre Marktmacht missbrauchen, wenn sie die Kosten der ihnen unentgeltlich zugeteilten Emissionsberechtigungen auf die Verbraucher überwälzen. Unter normalen Wettbewerbsbedingungen ist von Unternehmen zu erwarten, dass sie ihre betrieblichen Grenzkosten – ob es sich nun um tatsächliche oder um Opportunitätskosten handelt – auf die Kunden überwälzen. Durch die Einmischung des Bundeskartellamts in die Funktionsweise des Emissionshandelssystems der EU (EU-ETS) wird der Zweck dieses Systems selbst in Frage gestellt, nämlich die Kosten von CO₂-Emissionen für den Markt transparent zu machen, um so Anreize für die Einführung kohlenstoffarmer bzw. -freier Energiequellen zu schaffen. Wir raten dem Bundeskartellamt nachdrücklich, von Aktionen abzusehen, die sich negativ auf den EU-ETS-Markt auswirken und zu nichtwettbewerblichen Ergebnissen führen. Solche Interventionen würden nicht nur dem Markt für CO₂-Zertifikate schaden, sondern auch zu Verzerrungen auf dem Elektrizitätsmarkt führen und Negativanreize für sinnvolle Investitionen in neue Energieinfrastrukturen schaffen.

Die Bundesregierung sollte sicherstellen, dass sowohl die Bundesnetzagentur als auch das Bundeskartellamt über ausreichende Befugnisse und Ressourcen für eine ordnungsgemäße Marktaufsicht und -regulierung verfügen. Dadurch wird es ihnen auch möglich sein, häufige Kosten- und Preisanalysen durchzuführen und die Entwicklung von Wettbewerb so besser zu überwachen.

Da derzeit auf das Instrument der gesellschaftsrechtlichen und funktionalen Entflechtung von Netzbetrieb und Stromerzeugung vertraut wird, sind eine starke Regulierungsbehörde und eine genaue Aufsicht umso dringender notwendig. Bei der gegenwärtigen Branchenstruktur sind die vier großen Verbundunternehmen sowohl Eigentümer als auch Betreiber der Übertragungsnetze und verfügen außerdem zusammen über drei Viertel aller Stromerzeugungsaktiva. Die Übertragungsunternehmen sind zwar verpflichtet, allen Marktteilnehmern zu offenen, diskriminierungsfreien Bedingungen Zugang zu ihren Netzen zu gewähren, die Anreize der einzelnen Unternehmen sind jedoch so gelagert, dass sie die Mindestauflagen für den Netzzugang Dritter erfüllen, aber nicht sämtliche notwendigen Anstrengungen unternehmen werden, um allen Marktteilnehmern einen gleichberechtigten Zugang zur Stromübertragung zu ermöglichen. Ein Beispiel für eine verzerrte Anreizsituation, die den Wettbewerb bremst, ist der Zugang zu Informationen. Die vier großen deutschen Verbundunternehmen haben als Eigentümer der Übertragungsnetze Zu-

gang zu wesentlich mehr Marktinformationen als Stromerzeugungsunternehmen ohne eigene Übertragungsnetze, was ihnen einen Wissensvorsprung in Bezug darauf gibt, wie sie auf dem Markt am rentabelsten operieren können. Diese Unternehmen sind besser darüber informiert, wie Entscheidungen zum Kraftwerkseinsatz getroffen werden und wie sich die Lastflüsse auf das Netz auswirken, was ihnen Wettbewerbsvorteile gegenüber der Konkurrenz im Hinblick darauf verschafft, wie sie ihre Erzeugungskapazitäten am besten anbieten und den Betrieb ihrer Kraftwerke optimieren können. Sie verfügen auch über mehr Informationen, die es ihnen ermöglichen, bessere Investitionsentscheidungen zu treffen. Die Regulierungsbehörden überwachen zwar die Umsetzung der gesellschaftsrechtlichen und funktionellen Entflechtung, um diskriminierendes Verhalten zu verhindern, dieser Prozess ist jedoch aufwendig und unvollkommen. Durch die Umstellung von einem System, bei dem Unternehmensgruppen mit Stromerzeugungsaktivitäten Eigentümer und Betreiber der Netzmonopole sind, auf ein System, bei dem das Netz von einem unabhängigen Systembetreiber verwaltet wird, könnte das Ziel der Schaffung der richtigen Anreize für die Entwicklung von Wettbewerb erreicht werden, ohne dass dazu eine äußerst schwer zu erzielende eigentumsrechtliche Entflechtung notwendig wäre. Ein unabhängiger Systembetreiber ohne Eigentumstrennung ist das Modell, das auf vielen erfolgreichen Märkten gewählt wurde, so in Australien und auf dem PJM-Markt im Osten der Vereinigten Staaten. Wir raten Deutschland dringend, auf dieses Modell der Netzverwaltung umzusteigen.

Wenn es auch möglich wäre, für jede der derzeit vier deutschen Regelzonen einen unabhängigen Systembetreiber einzurichten, wäre ein einziger unabhängiger Systembetreiber für alle vier Gebiete doch wesentlich vorteilhafter. Durch die Vergrößerung der Basis des Elektrizitätsmarkts könnten die Systembetreiber das Netz insbesondere effizienter und sicherer betreiben, weil sie Zugang zu mehr Informationen über die Stromflüsse hätten und so die Lastverteilung und die Nutzung von Reserveleistung besser planen bzw. steuern könnten. Theoretisch könnten alle Systembetreiber nahtlos zusammenarbeiten und kontinuierlich Informationen über grenzüberschreitende Stromflüsse austauschen, doch lässt sich dies in der Praxis leichter gewährleisten, wenn alle Informationen bei einer Stelle verwaltet werden. Der europaweite Stromausfall vom 4. November 2006 machte deutlich, wie komplex die Steuerung eines Stromnetzes ist; durch das Fehlen einer nahtlosen Koordination zwischen den verschiedenen Netzgebieten wurden die negativen Auswirkungen eines Ereignisses verstärkt, das besser vom europäischen Netz hätte isoliert werden können. Wir raten Deutschland, die Zusammenführung der Netzverwaltung bei einem einzigen unabhängigen Systembetreiber in Erwägung zu ziehen. Ein Schritt, der zur Verbesserung der Sicherheit des Systems sofort unternommen werden sollte, ist die Einführung verbindlicher Zuverlässigkeitsstandards. Die UCTE, der Verband der euro-

päischen Übertragungsnetzbetreiber, hat solche Standards festgelegt, verfügt jedoch nicht über die nötigen Befugnisse, um ihre Anwendung durchzusetzen. Wie in jüngerer Zeit, nach dem großen Stromausfall vom August 2003 in den Vereinigten Staaten geschehen, sollte auch Deutschland die Einhaltung der UCTE- oder anderer Zuverlässigkeitsstandards zur Vorschrift machen und Sanktionen für den Fall der Nichteinhaltung vorsehen. Da sich die EU in Richtung eines integrierten Binnenmarkts für Energie entwickelt, sollte die Bundesregierung mit ihren Nachbarländern und der EU auf die Entwicklung und Umsetzung umfassender, verbindlicher und durchsetzbarer Zuverlässigkeitsstandards hinarbeiten, um langfristig effiziente und sichere grenzüberschreitende Stromflüsse zu gewährleisten. Der vor kurzem verabschiedete Aktionsplan der Europäischen Kommission vom 10. Januar 2007 enthält entsprechende Vorschläge, was als positiver Schritt zu werten ist.

Wie bereits erläutert, führt die zwischen den Marktteilnehmern festzustellende Informationsasymmetrie zu verzerrten Wettbewerbsbedingungen, indem sie einigen Marktteilnehmern unfaire Vorteile verschafft. Deshalb ist die Initiative der deutschen Strombörse EEX zur Verbesserung der Transparenz der Elektrizitätsmärkte durch Informationen auf ihrer Website zu begrüßen. Die IEA rät der EEX, diese wichtige Initiative weiter auszubauen. Marktbetreiber machen die Handelsfähigkeit auf dem Markt häufig von verbindlichen Transparenzaufgaben abhängig. Da es sich bei den gegenwärtigen Anstrengungen um freiwillige Bemühungen handelt, haben sie auf Grund der mangelnden Verlässlichkeit und Unvollständigkeit der Daten nur begrenzten Erfolg bei der Schaffung gleicher Informationsbedingungen für alle Marktteilnehmer. Mit der Möglichkeit, bestimmte Informationen liefern zu können, aber nicht alle Informationen liefern zu müssen, bietet sich de facto eine Gelegenheit, den Markt im Interesse des eigenen Gewinns zu verzerren. Wir raten Deutschland, verbindliche Mindestauflagen für die Transparenz vorzuschreiben und zu verlangen, dass die Richtigkeit der Daten von einem unabhängigen Dritten überprüft wird. Die gelieferten Informationen sollten zumindest Ex-ante-Angaben zu den verfügbaren Kapazitäten umfassen, wobei Statusveränderungen der Kraftwerke generell sofort im Internet veröffentlicht werden sollten. Ein unabhängiger Dritter, der die Richtigkeit der Angaben überprüft, könnte die anlagenspezifischen Echtzeitdaten zur Stromerzeugung auch zusammenfassen und dem Markt in aggregierter Form zur Verfügung stellen, der so über wichtige, überprüfte Informationen verfügen würde. Mit den Transparenzleitlinien der ERGEG bietet sich eine Chance, in allen europäischen Ländern standardisierte Transparenzaufgaben einzuführen, womit eine reibungslose Marktkopplung erleichtert und der Netzbetrieb verbessert würde. Zusätzlich zu den Empfehlungen für Netzzuverlässigkeitsstandards enthält der Aktionsplan der Europäischen Kommission vom 10. Januar 2007 auch diesbezügliche Vorschläge, was wir begrüßen.

Der hohe Konzentrationsgrad in der deutschen Stromerzeugung kann durch die Ausdehnung des relevanten Markts effektiv verringert werden, und zwar durch die Harmonisierung der Energiepolitik auf dem größeren europäischen Markt und ausreichende Grenzkuppelkapazitäten. Die Durchführung von Auktionen zur Vergabe von Übertragungskapazitäten an den Grenzen trägt zur Verbesserung des Wettbewerbs in Deutschland bei, und der Bundesrepublik gebührt Anerkennung für ihr Engagement, marktbasierende Instrumente zur Verwaltung der Übertragungskapazitäten zu entwickeln. Durch Engpässe an vielen Grenzkuppelstellen ist der deutsche Markt jedoch effektiv vom größeren europäischen Markt getrennt. Der Verbundgrad Deutschlands liegt zwar über dem von der EU angestrebten Niveau, die chronischen Engpässe machen jedoch deutlich, dass mehr Grenzkuppelkapazitäten erforderlich sind. Die Einnahmen aus der Versteigerung grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten können gemäß den Vorgaben der EU derzeit für drei Zwecke verwendet werden, einschließlich des Kapazitätsausbaus, aber auch zur Verringerung der Netzentgelte im Inland. Trotz der Engpässe verwenden die deutschen Übertragungsunternehmen nur einen sehr geringen Teil der Auktionseinnahmen auf den Ausbau der Übertragungskapazitäten an den Grenzen. Obwohl die Einnahmen zur Verringerung der internen Netzentgelte eingesetzt werden, hat dies nur geringe Auswirkungen auf die tatsächlichen Tarife, weil es dem ganzen System zugute kommt. Der Ausbau der Übertragungskapazitäten würde den Kunden demgegenüber größere Vorteile bringen, da Deutschland kostengünstigeren Strom aus dem Ausland beziehen und zur Ausregelung von Stromerzeugung und -entnahme wie auch zur Gewährleistung der Systemsicherheit auf einen größeren, integrierten Markt vertrauen könnte. Wir raten der Bundesrepublik dringend, von den Übertragungsnetzbetreibern zu verlangen, dass sie diese Kapazitäten ausbauen, sei es mit den Auktionseinnahmen oder anderen Mitteln.

Der deutsche Markt für Regelenergie ist ein Mischsystem. In den meisten Ländern ist der Markt für Regelenergie, d.h. für die Energie, die unter normalen Bedingungen zur Ausregelung des Netzes bei Schwankungen von Erzeugung und Entnahme nötig ist, von den anderen Märkten für Reservekapazitäten getrennt, z.B. von den Märkten für die Reserveleistung, die zur Wahrung der Systemsicherheit bei Störfällen erforderlich ist. In Deutschland wurden mehrere Funktionen in einem Markt zusammengefasst, mit dem Resultat, dass der Markt für Regelenergie nicht effizient arbeitet. Der Vorschlag der BNetzA, den Markt transparenter zu machen und die Dauer der einzelnen Handelsperioden zu verkürzen, ist ein begrüßenswerter erster Schritt, der unverzüglich umgesetzt werden sollte. Darüber hinaus sollte die Bundesrepublik eine Modernisierung ihres Markts für Regelenergie in Erwägung ziehen und ihn zu einem echten, reinen Energiemarkt machen, auf dem keine anderen Produkte, z.B. Reservekapazitäten, gehandelt werden. Deutschland könnte sich dabei

an zahlreichen Beispielen alternativer Gestaltungsoptionen für Regelenergiemärkte aus dem europäischen Ausland, den Vereinigten Staaten und Australien orientieren, die im Allgemeinen kostengünstige Ergebnisse liefern. Änderungen der aktuellen Gestaltung des deutschen Markts für Regelernergie werden die Transparenz in Bezug auf die Formen des Energiehandels erhöhen und für mehr Liquidität sorgen, was mit einem Rückgang der Gesamtkosten verbunden wäre.

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber berichten nur von begrenzten Engpässen im Land selbst, obwohl der große Anteil der Windkapazitäten von Zeit zu Zeit zu erheblichen Engpässen im innerdeutschen Netz führte, die Auswirkungen auf andere Länder hatten, insbesondere die Niederlande und Österreich. Außerdem wird der geplante Ausstieg aus der Kernenergie zur Folge haben, dass im Süden des Landes Erzeugungskapazitäten entfallen, während der zu erwartende Ausbau der Wind- und Kohlekapazitäten hauptsächlich für den Nordteil des Landes geplant ist. Da ein großer Teil des deutschen Stromverbrauchs in Süddeutschland anfällt, wird es dadurch auf längere Sicht wahrscheinlich zu häufigeren Engpässen in den Nord-Süd-Übertragungsleitungen kommen. Die gegenwärtige Marktgestaltung wird diesem asymmetrischen Wachstum nicht entgegenwirken können; es gibt keine Marktsignale, die den Investoren Anreize für den Bau von Kraftwerken an Standorten geben, an denen sie gebraucht werden. Zudem beinhaltet die Marktgestaltung keine systematischen Maßnahmen, die für die Übertragungsnetzbetreiber Anreize zum Bau neuer Übertragungskapazitäten an Stellen schaffen, wo sie zur Behebung von Engpässen beitragen können. Da sich der rasche Ausbau der Windenergie fortsetzt, wächst auch die Notwendigkeit standortbezogener Signale für die Investoren. Bleiben solche Signale weiter aus, werden die Kosten steigen – sowohl was den Betrieb des bestehenden Netzes als auch was die Notwendigkeit kostspieliger neuer Übertragungsleitungen anbelangt. Wir raten der Bundesregierung, marktgerechte Anreize für sinnvolle, kosteneffiziente Investitionen in Stromerzeugung und Übertragung zu schaffen und so dafür zu sorgen, dass genügend Energieinfrastrukturen an den Orten gebaut werden, an denen sie benötigt werden.

Wir begrüßen es, dass die deutsche Energie-Agentur (dena) Arbeiten zur Verbesserung der Integration der Windenergie in das Netz eingeleitet hat. Ein großer Anteil an Windenergiekapazitäten wirkt sich u.U. nachteilig auf die Netzsicherheit aus, dieser Effekt kann jedoch durch überarbeitete Netzregeln, Regulierungen und Betriebsverfahren eingedämmt werden, die für eine bessere Integration der Windenergie in das Übertragungssystem sorgen, statt nur eine Anpassung zu gewährleisten. Beispielsweise könnten die Regeln in Bezug auf die Windvorhersage, den Zeitrahmen für die Abgabe der Fahrpläne (*gate closure*) und die Abrechnung der Regelernergie überarbeitet werden. Die Regeln und Bestimmungen für eine nahtlose Integration der Windenergiekapazitäten in das Netz

sollten sich so weit wie möglich auf Anreize und Preissignale für die Marktteilnehmer, die Windanlagenbetreiber und die etablierten Versorgungsunternehmen stützen.

Es ist zu loben, dass die Bundesregierung trotz des durch den Anstieg der Weltenergiepreise aufgekommenen politischen Drucks nicht versucht hat, Preiskontrollen im Stromeinzelhandel durchzusetzen. Solche Preiskontrollen dienen zwar auf den ersten Blick dem Schutz der Verbraucher, vergrößern aber in Wirklichkeit die Probleme auf längere Sicht. Die Durchsetzung regulierter Preise würde den Wettbewerb zusätzlich behindern, weil sie keinen Raum für Preiswettbewerb unter den Einzelhändlern ließe.

EMPFEHLUNGEN

Die Bundesregierung sollte:

- *ihre Anstrengungen zur Verbesserung des Regulierungsrahmens fortsetzen, um die Entwicklung eines wettbewerblich verfassten Elektrizitätsmarkts weiter voranzutreiben;*
- *eine wirkungsvolle Marktaufsicht und -regulierung gewährleisten durch:*
 - *Sicherung angemessener Ressourcen für die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt;*
 - *Umsetzung der vorgeschlagenen Gesetzesänderungen, die das Bundeskartellamt mit ausreichenden Befugnissen für seine Überwachungsaufgaben sowie die Aufdeckung, Bestrafung und Verhinderung des Missbrauchs von Marktmacht ausstatten sollen;*
 - *Beobachtung der Preise und der Wettbewerbsintensität auf dem Großhandelsmarkt, z.B. mittels Durchführung häufiger Kosten- und Preisanalysen;*
 - *Vermeidung von Markteingriffen seitens der Bundesregierung, der Regulierungsbehörden oder des Bundeskartellamts, die einen verzerrenden Effekt auf den Wettbewerb haben könnten, wie dies z.B. bei einer unangemessenen Begrenzung der Überwälzung von Umweltkosten der Fall ist.*
- *einen unabhängigen Netzbetrieb einführen und die Einrichtung eines einzigen unabhängigen Systembetreibers für das gesamte Stromnetz in Erwägung ziehen;*
- *auf die Erhöhung der Transparenz auf dem Großhandelsmarkt für Strom hinarbeiten, damit alle Marktteilnehmer leicht und diskriminierungsfrei Zugang zu ausreichenden Marktinformationen haben;*

- *aktiv auf eine stärkere Verzahnung des deutschen Elektrizitätsmarkts mit den Nachbarländern hinwirken. In diesem Zusammenhang sollten die Unternehmen insbesondere dazu bewegt werden, zur Verringerung der Engpässe mehr in den Ausbau der Grenzkuppelkapazitäten zu investieren;*
- *die Übertragungsnetzbetreiber zur Umsetzung verbindlicher Zuverlässigkeitsstandards verpflichten, mit klaren Sanktionen für den Fall der Nichteinhaltung;*
- *den Markt für Regelenergie durch die Schaffung eines echten, reinen Energiemarkts reformieren;*
- *dem Markt Anreize für den Bau neuer Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten an Standorten geben, wo sie gebraucht werden, und nicht dort, wo sie neue Engpässe verursachen;*
- *durch überarbeitete Netzregeln, Regulierungen und Betriebsverfahren, die sich so weit wie möglich auf Marktanreize und Preissignale stützen, weiter auf eine bessere Integration der Windenergie in das Übertragungsnetz hinwirken;*
- *den Wettbewerb durch die generelle Beseitigung regulierter Einzelhandelspreise fördern und zukünftigen Forderungen nach regulierten Preisen nicht nachgeben.*

ALLGEMEINER ÜBERBLICK

Die 17 Kernkraftwerke, die derzeit in Deutschland am Netz sind, haben eine Stromerzeugungskapazität von etwa 20 300 MW_e (vgl. Tabelle 25); von ihnen sind elf mit Druckwasserreaktoren (DWR) und sechs mit Siedewasserreaktoren (SWR) ausgestattet. Sie wurden alle in den siebziger und achtziger Jahren vom nationalen Anbieter KWU (Teil der Siemens-Gruppe) errichtet und befinden sich fast vollständig im Besitz der vier großen privatwirtschaftlichen Energieversorgungsunternehmen, die sie auch betreiben. Im Jahr 2005 waren die Kernkraftwerke mit 26,6% an der Bruttostromerzeugung in Deutschland beteiligt, bei einem kombinierten Verfügbarkeitsfaktor von 88%. Insgesamt entfällt auf die Kernkraftwerke fast die Hälfte der Grundlaststromerzeugung.

KERNENERGIEPOLITIK

Aus den Bundestagswahlen von 1998 ging eine Koalitionsregierung hervor, die sich zum Ausstieg aus der Kernenergie verpflichtet hat. Zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen wurde im Jahr 2000 eine Vereinbarung für eine geordnete Beendigung der Stromerzeugung aus der Kernenergie ausgehandelt, deren Bestimmungen im April 2002 per Novellierung in das Atomgesetz aufgenommen wurden. In der Vereinbarung wurde für jede Anlage auf der Grundlage einer Regellaufzeit von 32 Kalenderjahren ab Genehmigung des nuklearen Betriebs die noch verbleibende Restlaufzeit und mithin Reststrommenge errechnet, mit dem Ergebnis, dass alle Kernkraftwerke bis um das Jahr 2020 vom Netz genommen werden sollen. Seit der Atomgesetz-Novelle sind bereits zwei ältere Reaktoren stillgelegt worden (Stade im Jahr 2003 und Obrigheim im Jahr 2005). Die Vereinbarung regelt auch die endgültige Stilllegung des RWE-Druckwasserreaktors Mülheim-Kärlich, der insgesamt nur zwei Jahre am Netz war, bevor er auf Grund rechtlicher Probleme bezüglich der Betriebsgenehmigung im Jahr 1988 vom Netz genommen wurde.

Tabelle 26 liefert Daten über die Strommenge, die jede Anlage bis zu ihrer Stilllegung maximal produzieren darf (Reststrommenge) sowie Schätzungen hinsichtlich des Abschaltungsdatums auf der Basis des Auslastungsfaktors von 88% aus dem Jahr 2005. Unter Zugrundelegung dieser Schätzungen

Tabelle 25 **Noch am Netz befindliche bzw. kürzlich vom Netz genommene Kernkraftwerke in Deutschland**

Name des Kernkraftwerks	Reaktor-typ	Leistung (Netto-MW _e)	Am Netz seit dem Jahr	Betreiber	Besitzer
Biblis A	DWR	1 167	1974	RWE	RWE
Biblis B	DWR	1 240	1976	RWE	RWE
Brokdorf	DWR	1 370	1986	E.ON	E.ON (80%), Vattenfall (20%)
Brunsbüttel	SWR	771	1976	Vattenfall	Vattenfall (66.7%), E.ON (33.3%)
Emsland	DWR	1 329	1988	RWE	RWE (87.5%), E.ON (12.5%)
Grafenrheinfeld	DWR	1 275	1981	E.ON	E.ON (100%)
Grohnde	DWR	1 360	1984	E.ON	E.ON (83.3%), Stadtwerke Bielefeld (16.7%)
Gundremmingen B	SWR	1 284	1984	RWE	RWE (75%), E.ON (25%)
Gundremmingen C	SWR	1 288	1984	RWE	RWE (75%), E.ON (25%)
Isar 1	SWR	878	1977	E.ON	E.ON
Isar 2	DWR	1 400	1988	E.ON	E.ON (75%), Stadtwerke München (25%)
Krümmel	SWR	1 260	1983	Vattenfall	Vattenfall (50%), E.ON (50%)
Neckarwestheim 1	DWR	785	1976	EnBW	EnBW
Neckarwestheim 2	DWR	1 305	1989	EnBW	EnBW
Philippsburg 1	SWR	890	1979	EnBW	EnBW
Philippsburg 2	DWR	1 392	1984	EnBW	EnBW
Unterweser	DWR	1 345	1978	E.ON	E.ON
Insgesamt in Betrieb		20 339			
Obrigheim (abgeschaltet)	DWR	340	1968	EnBW	EnBW
Stade (abgeschaltet)	DWR	640	1972	E.ON	E.ON (66.7%), Vattenfall (33.3%)
Insgesamt		21 319			

Quelle: Internationale Atomenergieorganisation (IAEO) sowie Internetseiten von E.ON, EnBW, RWE und Vattenfall.

der Abschaltungsdaten enthält Abbildung 22 Prognosen zur Kernkraftwerksleistung für den Zeitraum 2007-2022, dem geschätzten Datum für die Abschaltung des letzten Kernkraftwerks in Deutschland gemäß der derzeitigen Gesetzgebung.

Im Koalitionsvertrag der derzeitigen Bundesregierung, der im Anschluss an die Bundestagswahl von 2005 ausgehandelt wurde, ist festgehalten, dass zwischen den Regierungsparteien hinsichtlich der Nutzung der Kernenergie unterschiedliche Auffassungen bestehen. In dieser Situation, in der im Bundestag in seiner derzeitigen Zusammensetzung wohl kaum eine Mehrheit für eine erneute Novellierung des Atomgesetzes besteht, akzeptierten die Beteiligten, dass die derzeit verfolgte Kernenergiepolitik während der Gesamtdauer der Koalitionsregierung in Kraft bleiben muss.

Tabelle 26 Reststrommengen deutscher Reaktoren und geschätzte Abschaltungsdaten gemäß derzeitiger Gesetzgebung

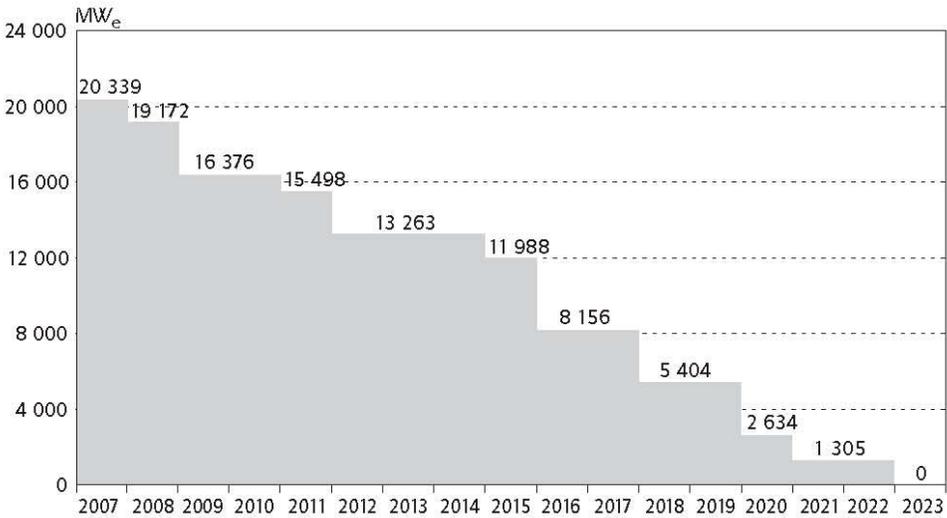
Kernkraftwerk	Reststrommenge (Netto-TWh)		Geschätztes Abschaltungsdatum*
	1. Januar 2000	31. Juli 2006	
Biblis A	62.00	14.87	2008
Biblis B	81.46	26.03	2009
Brunsbüttel	47.67	16.25	2009
Neckarwestheim 1	57.35	17.70	2009
Isar 1	78.35	34.18	2011
Philippsburg 1	87.14	38.71	2012
Unterweser	117.98	56.81	2012
Grafenrheinfeld	150.03	84.22	2015
Gundremmingen B	160.92	94.77	2016
Gundremmingen C	168.35	103.17	2016
Krümmel	158.22	97.76	2016
Grohnde	200.90	129.53	2018
Philippsburg 2	198.61	129.40	2018
Brokdorf	217.88	144.74	2020
Isar 2	231.21	155.60	2020
Emsland	230.07	157.68	2021
Neckarwestheim 2	236.04	166.88	2022
Obrigheim	8.70	0.00	–
Stade	23.18	4.79	–
Mülheim-Kärlich	107.25	107.25	–
Insgesamt	2 623.31	1 580.34	

* Die geschätzten Abschaltungsdaten werden unter Annahme eines Kapazitätsfaktors von 88% sowie keiner Übertragung von Produktionsrechten zwischen Anlagen berechnet.

Quelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) für die Reststrommengen.

Das Atomgesetz sieht insofern eine gewisse Flexibilität hinsichtlich der Stilllegung der Anlagen vor, als Strommengen (Produktionsrechte) von einem KKW auf ein anderes übertragen werden können (wobei es in Fällen, in denen Rechte von einer neuen auf eine ältere Anlage übertragen werden, einer besonderen staatlichen Genehmigung bedarf). Im September 2006 beantragte RWE die Übertragung einiger Produktionsrechte auf ihr KKW Biblis-A, damit dieses Kraftwerk drei Jahre länger am Netz bleiben kann, also wahrscheinlich über die nächsten Wahlen hinaus. Entsprechende Anträge werden auch für weitere Anlagen erwartet, die ansonsten in den kommenden Jahren vom Netz genommen werden müssten.

Abbildung 22 **Geschätzte Kernkraftwerksleistung, 2007-2023**



Anmerkung: Die geschätzten Abschaltungsdaten werden unter Annahme eines Kapazitätsfaktors von 88% sowie keiner Übertragung von Produktionsrechten zwischen Anlagen berechnet.

Quelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) für die Reststrommengen.

KERNBRENNSTOFFZYKLUS UND ENTSORGUNG RADIOAKTIVER ABFÄLLE

Die Reaktorbau- und Kernbrennstoffaktivitäten der Siemens-Gruppe fusionierten im Jahr 2001 mit dem französischen Unternehmen Framatome. Nach der Umstrukturierung der französischen Kernindustrie befinden sich die deutschen Anlagen nun im Besitz von Areva NP GmbH, einer Gesellschaft, die zu 66% der Gruppe Areva France und zu 34% der Siemens AG gehört. Zu den Anlagen gehört auch die Brennelementefabrik in Lingen, Niedersachsen, die Brennelemente für deutsche und andere Kernkraftwerke produziert. Rohuran und Yellowcake werden größtenteils in Kanada eingekauft, das etwas weniger als die Hälfte des Angebots liefert.

Das britisch-niederländische Urananreicherungsunternehmen Urenco besitzt und betreibt in Gronau, Nordrhein-Westfalen, eine große Urananreicherungsanlage mit Zentrifugen, die ihren Betrieb im Jahr 1985 aufnahm. 2005 erhielt Urenco die Genehmigung für eine Erweiterung der Trennkapazität von derzeit 1 800 t UTA/Jahr auf 4 500 t UTA/Jahr, wobei die zusätzlichen Kapazitäten voraussichtlich in den kommenden Jahren

nach und nach eingerichtet werden. Die Anlage liefert angereichertes Uran zur Weiterverarbeitung in alle Länder der Welt.

Abgebrannte Brennelemente aus deutschen Reaktoren wurden in der Vergangenheit zur Wiederaufbereitung nach Frankreich und in das Vereinigte Königreich transportiert, und Rücktransporte von Behältern mit verglasten, hochradioaktiven Abfällen sind derzeit im Gange. Sie werden zur Zwischenlagerung nach Gorleben in Niedersachsen transportiert. Allerdings wurde mit dem novellierten Atomgesetz der Transport weiterer abgebrannter Brennelemente ab dem 1. Juli 2005 (nach dem Auslaufen bestehender Verträge) untersagt, und die abgebrannten Brennelemente befinden sich bis zur Endlagerung nun in Zwischenlagern. Zentrale Zwischenlager befinden sich in Ahaus (Nordrhein-Westfalen) und in Gorleben, und an jedem Reaktorstandort sind zusätzliche Lagermöglichkeiten geschaffen worden bzw. werden derzeit eingerichtet.

Hinsichtlich der Endlagerung radioaktiver Abfälle wurde der Planfeststellungsbeschluss für die Lagerung von schwach- und mittelradioaktiven Abfällen im Schacht Konrad in Niedersachsen im März 2006 bestätigt, doch sind gegen diesen Bescheid weiterhin Klagen anhängig. Die Einrichtung eines Endlagers für alle Kategorien radioaktiver Abfälle (darunter auch hochradioaktive Abfälle und Kernbrennstoffe) in Gorleben wurde im Jahr 2001 für einen Zeitraum von drei bis zehn Jahren unterbrochen, um konzeptuelle und sicherheitstechnische Fragen zu klären. Die Arbeiten sind noch nicht wieder aufgenommen worden. Im Koalitionsvertrag bekunden die Regierungsparteien indessen ihre Absicht, in der Frage der Endlagerung – auch von radioaktiven Abfällen und Brennelementen – in dieser Legislaturperiode zu einer Lösung zu kommen.

INSTITUTIONELLER UND RECHTLICHER RAHMEN

Die Kernenergiegesetzgebung ist in erster Linie im Atomgesetz enthalten, das ursprünglich im Jahr 1959 verabschiedet und 1985 sowie 2002 erheblich novelliert wurde. Die konkreten Bestimmungen werden im Rahmen der betreffenden Gesetzgebung vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) erlassen. Angewendet werden die Bestimmungen derzeit aber von dem jeweils zuständigen Ministerium in den einzelnen Bundesländern unter der allgemeinen Aufsicht des BMU und seiner Behörden, darunter auch das Bundesamt für Strahlenschutz (BfS). Innerhalb dieses Rechtsrahmens sind die Länderregierungen für die Genehmigung von Kernkraftwerken verantwortlich. Die Genehmigung von Transporten und die Zwischenlagerung von Kernbrennstoffen gehören in den Aufgabenbereich des Bundesamts für Strahlenschutz, ebenso wie die Errichtung und der Betrieb von Endlagern für radioaktive Abfälle. Die Länder haben in diesen Bereichen eine Aufsichtsfunktion.

KRITISCHE ANALYSE

Der Kernenergieausstieg stellt Deutschland vor bedeutende Herausforderungen. Trotz des größeren Aufkommens an erneuerbaren Energien und Erdgas dürfte die Stilllegung von Kernkraftwerken in den kommenden Jahren zu einer stärkeren Abhängigkeit von Stein- oder Braunkohle für die Stromerzeugung führen, mit dem Ergebnis, dass die CO₂-Emissionen unweigerlich höher sein werden, als sonst der Fall wäre. Laut Gesetz wird die Kernkraftwerksleistung bis Ende 2012 um über 7 000 MW_e abgebaut; hierdurch wird die Erreichung des im Kyoto-Protokoll aufgestellten Emissionsreduktionsziels, das ohnehin bereits eine große Herausforderung für das Land darstellt, zusätzlich erschwert, selbst bei einer Erhöhung der Stromerzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien und der Steigerung der Energieeffizienz.

Der Kernenergieausstieg wird auch die Energiesicherheit des Landes verringern, die Vielfalt der Energieversorgung reduzieren und eine stärkere Abhängigkeit von Importen fossiler Brennstoffe zur Folge haben. Vor allem der durch den Kernenergieausstieg bedingte höhere Gasbedarf dürfte zu einer stärkeren Abhängigkeit von Gazprom führen, einer Gesellschaft, auf die bereits über ein Drittel der deutschen Gasimporte entfallen, und damit auch die Versorgungsvielfalt weiter verringern. Außerdem dürfte die Stilllegung mehrerer Kernkraftwerke in Süddeutschland die Überlastung der Nord-Süd-Leitungen noch weiter verstärken, eine Situation, die sich in den kommenden Jahren voraussichtlich verschärfen wird, da die meisten geplanten neuen Energieerzeugungskapazitäten durch Kohle und Wind in Norddeutschland angesiedelt sind, während sich die Nachfrage vornehmlich im Süden des Landes erhöht. Das setzt wiederum hohe Investitionskosten für neue Übertragungsleitungen voraus.

Zu berücksichtigen sind ferner die potenziellen Verluste, die der deutschen Wirtschaft durch eine frühzeitige Stilllegung voll abgeschriebener Kraftwerke entstehen können, die theoretisch noch viele Jahre in einem sicheren und wirtschaftlichen Betrieb am Netz bleiben könnten. Die Grenzkosten der Kernkraftwerke sind niedrig und im Vergleich zu denen fossiler Energieträger stabil, was bedeutet, dass Kernkraftwerke zu geringen Kosten Grundlaststrom erzeugen. Obgleich sich der Effekt der Stilllegung von Kernkraftwerken auf die Kilowattpreise pro Stunde in Grenzen hält, da Kernkraftwerke nur selten den Grenzpreis bestimmen, dürfte der Kernenergieausstieg dennoch mit negativen Übergreifeffekten auf die Wirtschaft verbunden sein. Die Abschaltung dieser Produktionseinheiten setzt kurzfristig zusätzliche Investitionen in konventionelle Braunkohleanlagen zur Deckung des Grundlaststrombedarfs und sonstige Anlagen voraus, wohingegen ihr weiterer Betrieb es den Unternehmen ermöglichen würde, die entsprechenden Einnahmen volkswirtschaftlich

produktiver zu investieren. Ein Aufschub der Stilllegung würde auch mehr Zeit lassen, bis der Bedarf an neuen Kapazitäten wirklich eintritt, und die Entwicklung modernerer Technologien, einschließlich erneuerbarer Energien, ermöglichen.

Die steigenden Preise für fossile Brennstoffe, die wachsenden Befürchtungen hinsichtlich der Versorgungssicherheit und die Notwendigkeit der CO₂-Emissionsminderung haben in den vergangenen Jahren in vielen IEA-Ländern neues Interesse an der Kernenergie aufkommen lassen. Innerhalb der EU überdenken mehrere Mitgliedsländer derzeit ihre Kernenergiepolitik. Unter den G8-Ländern fassen alle Länder, außer Deutschland und Italien, den Bau neuer Kernkraftwerke ernsthaft ins Auge oder haben bereits damit begonnen. Sollte am derzeitigen Politikkurs festgehalten werden, kann eine Situation entstehen, in der Deutschland aus der Kernenergie aussteigt, während andere Länder, darunter auch Nachbarländer, neue Kernenergieprogramme lancieren bzw. bestehende ausbauen.

Angesichts der negativen Folgen für die CO₂-Emissionen, die Versorgungsvielfalt und die Volkswirtschaft im Allgemeinen sollte auch Deutschland den Ausstieg noch einmal überdenken. Eine Novellierung des Atom-Ausstiegsgesetzes und die Verlängerung der Laufzeiten bestehender Kernkraftwerke könnten auch mit geringeren Emissionsberechtigungen für Anlagen auf fossiler Basis gekoppelt werden, was eine stärkere globale CO₂-Minderung zur Folge hätte, oder mit anderen Konzessionen einhergehen. Die Akzeptanz der Öffentlichkeit ist für die Beibehaltung der Kernenergie im Energiemix des Landes von entscheidender Bedeutung. Wir raten der Bundesregierung, die Öffentlichkeit in eine nationale Debatte über die Rolle der Kernenergie im langfristigen Energiemix Deutschlands einzubinden, wobei der Möglichkeit einer Verlängerung der Betriebsdauer bestehender Kernkraftwerke vorrangige Aufmerksamkeit gewidmet werden sollte, um auf diesem Wege die Klimaschutzziele des Landes besser zu berücksichtigen.

Auf kurze Sicht würde die Genehmigung der Übertragung von Produktionsrechten auf einige ältere Kernkraftwerke (die ansonsten in den kommenden Jahren stillgelegt werden müssten) es ermöglichen, die Option der Laufzeitverlängerung für diese Anlagen offen zu halten. In anderen Ländern haben entsprechende Kernkraftwerke dieser Art generell eine Betriebsdauer von mindestens 40 Jahren, in vielen Fällen sogar von bis zu 60 Jahren. Derartige Laufzeitverlängerungen (über die für die Übertragung von Produktionsrechten hinausgehenden Jahre) würden indessen eine Novellierung des Atomgesetzes voraussetzen, die bisher noch nicht intensiv erörtert wird.

Unabhängig davon, ob der Kernenergieausstieg planmäßig erfolgt, muss Deutschland hinsichtlich der Endlagerung radioaktiver Abfälle, zu denen auch Kernbrennstoffe sowie hoch radioaktive Abfälle aus der Wiederauf-

arbeitung zählen, eine Entscheidung treffen. Die Absichtserklärung der Bundesregierung, bis zum Ende der Legislaturperiode eine Lösung zu finden, ist ein positiver Schritt, und die Bundesregierung sollte dazu ermutigt werden, diese Frist auch effektiv einzuhalten. Wie in Kapitel 2 erörtert wurde, lassen die jüngsten Eurobarometer-Meinungsumfragen vermuten, dass eine stärkere Befürwortung der Kernenergie an die Lösung des Problems der Endlagerung radioaktiver Abfälle gebunden ist.

EMPFEHLUNGEN

Die Bundesregierung sollte:

- *den Kernenergieausstieg im Lichte der voraussichtlich negativen Auswirkungen auf Umwelt, Versorgungssicherheit und wirtschaftliche Effekte erneut überdenken;*
- *eine nationale Debatte über die künftige Rolle der Kernenergie im Energiemix eröffnen und dabei zunächst zur Diskussion stellen, ob die Laufzeit bestehender Anlagen verlängert werden sollte, um energie- und umweltpolitische Ziele besser miteinander in Einklang zu bringen;*
- *die Verpflichtung einhalten, in der laufenden Legislaturperiode eine Lösung für das Problem der Endlagerung radioaktiver Abfälle zu finden und einen entsprechenden Rechtsrahmen hierfür einzurichten.*

POLITIKZIELE UND PRIORITÄTEN

Grundlage der Energieforschungspolitik der Bundesregierung ist das fünfte Energieforschungsprogramm *Innovation und Neue Energietechnologien*, das im Juni 2005 verabschiedet wurde und das bis Ende 2008 bei der EU notifiziert ist. Dieses Programm bildet auch für die neue Bundesregierung die Grundlage der Förderpolitik des Bundes in den kommenden Jahren. Mit der Förderung von Forschung und Entwicklung (FuE) moderner Energietechnologien verfolgt die Bundesregierung folgende Ziele:

- Leistung eines konkreten Beitrags zur Erfüllung der aktuellen politischen Vorgaben: Dabei geht es prioritär um die Sicherstellung eines ausgewogenen Energiemixes, um die Steigerung der Energieproduktivität, die Erhöhung des Beitrags der erneuerbaren Energien sowie eine möglichst kostengünstige Minderung der energiebedingten Treibhausgasemissionen;
- Sicherung und Erweiterung der technologischen Optionen zur Verbesserung der Reaktionsfähigkeit und Flexibilität der Energieversorgung, um Wirtschaft und Verbrauchern die Möglichkeit zur Anpassung an zukünftige Entwicklungen zu geben.

Die Bundesregierung setzt bei der Förderung von Energietechnologien auf eine Doppelstrategie. Einerseits erhalten ausgewählte Technologien klare Prioritäten, die kurz- bis mittelfristig zu einer nachhaltigen und sicheren Energieversorgung beitragen können. Andererseits wird in den nicht als Priorität eingestuften Technologiefeldern ein relativ breiter Ansatz verfolgt. Diese Doppelstrategie ermöglicht ein hohes Maß an Flexibilität, so dass gegebenenfalls eine inhaltliche Adjustierung an bestimmten strategischen Stellen vorgenommen werden kann, sobald dort Möglichkeiten für einen energiewirtschaftlichen Durchbruch zu einer nachhaltigen Energieversorgung erkennbar werden. Daher unterliegt das Energieforschungsprogramm einem ständigen Evaluierungsprozess, der gemeinsam mit Wirtschaft und Wissenschaft vollzogen wird. Aktuelle prioritäre Förderbereiche sind:

- moderne Kraftwerkstechnologien auf Basis von Kohle und Gas, einschließlich CO₂-Abtrennung und CO₂-Speicherung;

- Photovoltaik;
- solarthermische Kraftwerke;
- Windenergie im Offshore-Bereich;
- Brennstoffzellen und Wasserstoff;
- Technologien und Verfahren für energieoptimiertes Bauen sowie
- Technologien und Verfahren zur energetischen Nutzung von Biomasse.

Daneben umfasst das Programm energiesparende Technologien in Industrie, Gewerbe, Handel und im Dienstleistungsbereich, die gesamte Palette der anderen erneuerbaren Energien (Wasser, Sonne, Geothermie usw.), die nukleare Sicherheits- und Endlagerforschung sowie die Fusionsforschung.

INSTITUTIONEN

Obwohl FuE in erster Linie eine Aufgabe der Wirtschaft ist, gibt es nach Auffassung der Bundesregierung einen spezifischen Bedarf für gezielte staatliche Förderung von FuE. Die Zuständigkeiten für das Energieforschungsprogramm der Bundesregierung wurden 2002 neu geordnet und auf mehrere Bundesministerien aufgeteilt. Seither liegt die Federführung für die programmatische Ausrichtung der Energieforschungspolitik und für das Energieforschungsprogramm der Bundesregierung beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Darüber hinaus ist das BMWi zuständig für die projektorientierte Förderung von FuE auf den Gebieten nichtnukleare Energieforschung (ohne erneuerbare Energien), rationelle Energieumwandlung sowie nukleare Sicherheits- und Endlagerforschung. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) ist für die Projektförderung der erneuerbaren Energien zuständig. Die Zuständigkeit für die Projektförderung im Bereich Bioenergie liegt beim Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV). Das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) ist zuständig für die institutionelle Förderung der Energieforschung mit den Technologiebereichen rationelle Energieumwandlung, erneuerbare Energien, nukleare Sicherheit (in enger fachlicher Koordination mit dem BMWi) und Fusionsforschung. Auch die Grundlagenforschung in der Energieforschung wird durch das BMBF gefördert.

Neben der Bundesregierung unterstützen auch einzelne Bundesländer die Energieforschung, die ein besonderes regionales Interesse an bestimmten Energietechnologien für ihre Region sehen. Auch Stiftungen öffentlichen Rechts auf Bundes- und auf Länderebene, z.T. mit öffentlichen Mitteln finanziert, fördern Projekte aus dem Bereich Energie und Klimaschutz.

Die Förderprogramme des Bundes und der Länder stehen sowohl Universitäten, öffentlichen und privaten Forschungseinrichtungen wie auch privaten Unternehmen offen. Verbundprojekte mit Partnern aus Industrie und wissenschaftlichen Einrichtungen gelten als besonders förderungswürdig. Die Bundesregierung sieht dies nicht nur als eine Möglichkeit, die begrenzten Fördermittel mit erhöhter Wirkung einzusetzen, sondern auch und hauptsächlich als ein Instrument, neue Energietechnologien schneller auf den Markt zu bringen.

Bedingt durch die unterschiedlichen Akteure im Energiebereich bedarf es einer intensiven Koordinierung, die durch standardisierte Abstimmungsprozeduren und speziell eingerichtete Beiräte, wie z.B. den Strategierat Wasserstoff und Brennstoffzellen sowie die COORETEC-Initiative zur Förderung des Konzepts moderner Kraftwerktechnologien erfolgt. Zu den weiteren Akteuren zählen Forschungsverbände wie etwa der *Forschungsverbund Sonnenenergie* und der *Kompetenzverbund Kernenergie* und die AG Turbo, in denen die kompetenten Unternehmen und Institute zusammenarbeiten.

FINANZIERUNG

Die Bundesregierung stützt sich bei der Förderung von FuE moderner Energietechnologien auf zwei Politikinstrumente:

- institutionelle Förderung zur Stärkung der Kompetenz der Forschungseinrichtungen und langfristigen strategischen Ausrichtung in der Energieforschungslandschaft. Diese Förderung ist eher grundlagenorientiert angelegt und greift typischerweise Fragen auf, die wegen ihrer Komplexität, ihrer Größe und ihres Bedarfs an spezifischen Forschungsgeräten am besten in den Großforschungszentren bearbeitet werden können;
- Projektförderung zeitlich befristeter und inhaltlich definierter Forschungsvorhaben in Unternehmen, Forschungsinstituten und Universitäten, die eher anwendungs- und marktnah orientiert sind.

Tabelle 27 bietet einen allgemeinen Überblick über die Förderung der Energieforschung und -entwicklung durch die Bundesregierung im Rahmen des Fünften Energieforschungsprogramms. Generell haben die Finanzmittel zugenommen und dürften über 2008 hinaus weiter steigen. Der prozentual größte Anstieg wird bei der Förderung von Biokraftstoffen und erneuerbaren Energien erwartet. Abgesehen von der Fusionsforschung werden erneuerbare Energien und Energieeffizienz 2008 den größten Anteil der FuE-Mittel erhalten. Im Rahmen ihres Fünften Energieforschungsprogramms wird die Bundesregierung zwischen 2005 und 2008 für das Energieforschungsprogramm nahezu 1,7 Mrd. Euro zur Verfügung stellen. Unter Einbeziehung aller anderen Aktivitäten auf dem

Tabelle 27 Bundesmittel für Forschung und Entwicklung im Energieforschungsprogramm, 2003-2008

Einheit: Tsd. Euro	Ist 2003	Soll 2004	Plandaten				Anteil am Gesamtwert von 2008	Veränderung 2003-2008	
			2005	2006	2007	2008		insgesamt	gegenüber dem Vorjahr
BMW A									
Rationelle Energieumwandlung	65 958	78 496	71 244	70 994	70 994	70 994	17%	8%	1%
Nukleare Sicherheits- und Endlagerforschung	24 125	25 500	23 605	23 480	23 480	23 480	5%	-3%	-1%
BMU									
Erneuerbare Energien	67 798	60 083	80 394	83 366	88 366	93 366	22%	38%	7%
BMVEL									
Bioenergie	5 422	5 117	10 000	10 000	10 000	10 000	2%	84%	13%
BMBF									
<i>Zentren der Helmholtz-Gemeinschaft</i>									
Rationelle Energieumwandlung	36 621	39 607	42 155	42 012	42 134	44 270	10%	21%	4%
Erneuerbare Energien	24 396	26 442	28 267	28 307	28 613	30 271	7%	24%	4%
Nukleare Sicherheitsforschung	29 260	31 178	31 147	31 133	31 126	31 022	7%	6%	1%
Fusionsforschung	115 298	115 000	115 000	115 000	115 000	114 900	27%	0%	0%
Netzwerke Grundlagenforschung erneuerbare Energien und rationelle Energieumwandlung	6 600	9 830	11 100	10 100	10 100	10 100	2%	53%	9%
Summe	375 478	391 253	412 912	414 392	419 813	428 403		14%	3%

Anmerkung: Nicht berücksichtigt in der Tabelle sind die finanziellen Beiträge der Länderregierungen bzw. außerhalb des spezifischen Energieforschungsprogramms zur Verfügung gestellte Mittel (beispielsweise sind die Finanzmittel aus dem Nationalen Innovationsprogramm für Wasserstoff- und Brennstoffzellen nicht enthalten).

Quelle: Innovation und neue Technologien. Das fünfte Energieforschungsprogramm der Bundesregierung. BMWA, S. 22, Juli 2005.

Gebiet der Energieforschung, die nicht im Fünften Energieforschungsprogramm enthalten sind (z.B. das Nationale Innovationsprogramm für Wasserstoff und Brennstoffzellen) wird die Bundesregierung zwischen 2006 und 2009 etwa 2 Mrd. Euro bereitstellen, was einer 30%igen Steigerung zwischen 2005 und 2009 entspricht.

WESENTLICHE PROJEKTE UND FORSCHUNGSBEREICHE

Nachstehend werden aus dem breiten Spektrum der Technologiefelder einige wichtige Forschungsbereiche erörtert, in denen die FuE gefördert wird.

ENERGIEEFFIZIENZ

Innerhalb der allgemeinen Thematik der Energieeffizienz setzt Deutschland einen der Schwerpunkte bei Technologien und Verfahren für energieoptimiertes Bauen. Beim Neubau ist es Ziel, den Primärenergiebedarf, d.h. den Energiebedarf, der für Beheizung, Trinkwassererwärmung, Lüftung, Klimatisierung und Beleuchtung sowie Hilfsenergien notwendig ist, gegenüber dem heutigen Stand der Technik nochmals zu halbieren. Das Fernziel sind Null-Emissions-Häuser. Bei der Gebäudesubstanz geht es um eine weitere grundlegende Verbesserung der Möglichkeiten einer konsequenten und nachhaltigen energetischen Sanierung.

FOSSILE ENERGIETRÄGER

Ziel der Bundesregierung ist die nochmalige Verbesserung der Effizienz von Kohle- und Gaskraftwerken um 20% innerhalb der nächsten 15 Jahre. Dies ist vor allem vor dem Hintergrund von Bedeutung, dass im Zeitraum bis 2020 altersbedingt mehr als 30% des Kraftwerkparks mit etwa 40 GW installierter Leistung zu ersetzen sind. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie hat in diesem Zusammenhang zusammen mit Wirtschaft und Wissenschaft das COORETEC-Programm (CO₂-Reduktionstechnologien) aufgelegt. Eine der zentralen Aufgaben dieses Programms ist die Verbesserung der Anlagenwirkungsgrade, um Strom mit weniger Kohle und Gas und damit noch wirtschaftlicher erzeugen zu können. Langfristiges Ziel ist das emissionsfreie Kraftwerk. Die Weiterentwicklung der CO₂-Abtrennungs- und Speichertechnologie zählt zu den prioritären Forschungsbereichen.

ERNEUERBARE ENERGIEN

Die zentralen Ziele der Forschungsförderung im Bereich erneuerbarer Energien sind die Senkung der Kosten der Erneuerbare-Energien-Systeme

und die Steigerung ihrer Effizienz, die umwelt- und naturverträgliche Weiterentwicklung der Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien, die Integration ins Netz und der rasche Technologietransfer von der Forschung in den Markt. Im Jahr 2005 bewilligte das BMU in den Bereichen Photovoltaik, Windenergien, Geothermie, Niedertemperatur-Solarthermie und solarthermische Kraftwerke über 100 neue Vorhaben. Im Jahr 2006 waren die Photovoltaik und Windenergie erneut Schwerpunkte, hierbei insbesondere die Erschließung der Windenergiepotenziale im Offshore-Bereich. Außerdem fördert das BMU Projekte zu Solarthermie, solarthermischen Kraftwerken, Geothermie, Wasserkraft und Querschnittsaktivitäten. In einigen Fällen sind aber auch Bundesländer an Projekten beteiligt, wie z.B. bei den Forschungsplattformen FINO 2 und FINO 3. Sie dienen der Erschließung der Windenergiepotenziale im Offshore-Bereich. FINO 2 wird in der Ostsee unter Beteiligung des Landes Mecklenburg-Vorpommern errichtet. FINO 3 entsteht in der Nordsee und wird vom Land Schleswig-Holstein unterstützt.

Im Bereich der Solarthermie wurden die Vorbereitungen für den Bau eines solarthermischen Turmkraftwerks in Jülich aufgenommen. Das Projekt wird vom BMU, von den Ländern Nordrhein-Westfalen und Bayern sowie den Stadtwerken Jülich finanziert. Ein rd. 20 000 m² großes Spiegel-feld (vergleichbar mit der Größe von drei Fußballfeldern) wird die Sonnenstrahlen auf einen Empfänger an der Spitze des 50 m hohen Solarturms bündeln. Die so entstehenden hohen Temperaturen werden zur Dampferzeugung genutzt und von einer Turbine schließlich in Strom umgewandelt.

Das BMELV fördert Projekte im Bereich der stofflichen und der energetischen Nutzung von Biomasse. Die Verbesserung der Effizienz der energetischen Nutzung der Biomasse spielt bei der Förderung eine erhebliche Rolle. Einen gewissen Schwerpunkt nehmen Projekte zur Steigerung der ökonomischen und ökologischen Effizienz von Biogasanlagen ein. Moderne Nutzungsverfahren für Biogas in Brennstoffzellen oder nach Gasreinigung als Kraftstoff spielen eine immer wichtigere Rolle. Wachsende Bedeutung erlangt die Frage der Nutzungskonkurrenz zwischen der Verwendung einheimischer Biomassepotenziale als Nahrungsmittel, Industrie-rohstoff oder Energieträger. Effiziente Biomasselogistik, verbesserte Nutzung von Waldholzpotenzialen sowie die Nutzung bisher nicht produktiv genutzter Flächen (z.B. Bergbaufolgefächern) werden durch Schnellwuchsholzkulturen ebenfalls von BMELV gefördert.

KERNENERGIE

Obwohl Deutschland derzeit aus der Kernenergienutzung aussteigt, will die Bundesregierung die nukleare Sicherheits- und Endlagerforschung verstärken, um sowohl in der Endlagerfrage zu einer Lösung zu kom-

men, als auch durch verstärkte Nachwuchsförderung einem drohenden Kompetenzverlust vorzubeugen. Durch Forschungsprojekte soll die Fähigkeit der Bundesregierung gewahrt bleiben, die Sicherheit von Kernkraftwerken auch in den Nachbarländern beurteilen zu können und die internationale Entwicklung zu verfolgen, inwieweit die Ziele von weiter erhöhter Reaktorsicherheit, mehr Wirtschaftlichkeit, Proliferationsresistenz und Verringerung des radioaktiven Abfalls tatsächlich erreicht werden (die Fusionsforschung wird im Abschnitt zur internationalen Zusammenarbeit weiter unten näher erörtert).

WASSERSTOFF UND BRENNSTOFFZELLEN

Das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff und Brennstoffzellen wurde gemeinsam von den Bundesministerien für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, für Wirtschaft und Technologie sowie für Bildung und Forschung formuliert und im Mai 2006 vorgestellt. Insgesamt wird die Bundesregierung in den kommenden zehn Jahren etwa 500 Mio. Euro zur Verfügung stellen. Mit dem Programm soll durch die gezielte Unterstützung und die Förderung der entstehenden Wasserstoff- und Brennstoffzellenbranche im mobilen, stationären und portablen Bereich die für den Standort Deutschland wichtige Marktentwicklung beschleunigt werden. Grundlegend wird in diesem Zusammenhang auch zu klären sein, wie die dafür in Zukunft erforderlichen Mengen an Wasserstoff effizient und umweltschonend bereitgestellt werden könnten. Gemeinsam mit dem Nationalen Strategierat Wasserstoff und Brennstoffzellen entwickeln die beteiligten Ressorts im Jahr 2007 ein detailliertes Arbeitsprogramm.

INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT

Nach Auffassung Deutschlands sind enge Kooperationen mit anderen Ländern von großer Bedeutung, da so Synergievorteile zwischen nationaler und internationaler Förderpolitik realisiert werden können. Deutsche Forschung und Entwicklung sind daher eng eingebunden in die Europäische Forschungs- und Entwicklungspolitik. Mit dem siebten Forschungsprogramm 2007-2013 wird der europäische Forschungsraum weiter konkretisiert. Die Bundesregierung gestaltet diesen Prozess zusammen mit Wirtschaft und Wissenschaft aktiv mit.

Die internationale Zusammenarbeit zwischen Deutschland und seinen Partnern konzentriert sich im Energiebereich ferner auf die EU und die Internationale Energie-Agentur (IEA). Deutschland nimmt derzeit an rd. 25 Durchführungsvereinbarungen (*implementing agreements*) der IEA teil. Besonderes Interesse besteht dabei auf den Feldern Rationelle Energieanwendung, erneuerbare Energien und Kernfusion. Auch im Bereich der fossilen Energieträger und der sauberen Kohletechnologien,

nimmt Deutschland an Durchführungsvereinbarungen teil und beteiligt sich auch an der Expertengruppe zur FuE-Prioritätensetzung und zur Grundlagenforschung wie auch anderen Ad-hoc- und Expertengruppen.

Weiterhin beteiligt sich Deutschland an einigen themenspezifischen Kooperationen, wie z.B. am *Carbon Sequestration Leadership Forum* (CSLF), an der *International Partnership for the Hydrogen Economy* (IPHE) und am *Generation IV International Forum* (GIF). Darüber hinaus bestehen bilaterale Zusammenarbeiten mit Nicht-OECD-Ländern zum Technologietransfer, insbesondere im Bereich der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz. Im Bereich der solarthermischen Kraftwerke, die nur im Sonnengürtel der Erde wirtschaftlich betrieben werden können, erfolgen enge Kooperationen z.B. mit Partnern aus Spanien und Kalifornien.

International wird das Schwergewicht der FuE-Arbeiten zunehmend auf zukünftige Reaktorsysteme gelegt. Über EURATOM ist Deutschland mittelbar am *Generation IV International Forum* (GIF) beteiligt, das in internationaler Zusammenarbeit das Potenzial innovativer Reaktorkonzepte der nächsten Generation (mit einem kommerziellen Einsatz nach 2020) untersucht. Eines der Entwicklungsziele des GIF ist die umweltverträgliche und kostengünstige Erzeugung von Wasserstoff.

Als globales Projekt unter deutscher Beteiligung der Fusionsforschung steht die Verwirklichung des internationalen Fusionsgroßexperiments am Internationalen Thermonuklear-Versuchsreaktor (ITER) in Cadarache an. Im ITER-Projekt stehen im Mittelpunkt der deutschen Forschungsarbeiten die Plasmaphysik, technologische Entwicklungen geeigneter Werkstoffe und ITER-Komponenten sowie Fragestellungen zur Plasma-Wand-Wechselwirkung und zum Brennstoffkreislauf in Fusionsexperimenten.

KRITISCHE ANALYSE

Die energietechnologische FuE hat in den vergangenen Jahren im FuE-Budget der Bundesregierung erneut an Bedeutung gewonnen. Infolgedessen haben die Fördermittel insgesamt, einschließlich der Gelder in den Bereichen erneuerbare Energien, Gas- und Kohletechnologien, nukleare Sicherheit, Energieeffizienz und Fusion im Gegensatz zu dem in vielen anderen IEA-Ländern beobachteten Trend zugenommen. Die IEA begrüßt dieses Wachstum.

Wie in allen IEA-Ländern sind an den energiebezogenen Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten mehrere Ministerien beteiligt. Die Vielzahl der Akteure macht die Einrichtung und genaue Definition eines Koordinierungsprozesses notwendig, um Doppelanstrengungen bei Forschungs-

themen und -projekten zu vermeiden. Es ist zu loben, dass sich Deutschland dieser Herausforderung mit der Einführung standardisierter Genehmigungsverfahren und Einrichtung von Beratungsgremien sowie Forschungsverbänden stellt. Wir ermutigen die Bundesregierung dazu, die Finanzierungsmechanismen der FuE-Förderung auch weiterhin zu überwachen, um ein hohes Niveau der Zusammenarbeit zu gewährleisten und Reibungsverluste auf ein Mindestmaß zu reduzieren.

Im Großen und Ganzen werden 60% des öffentlichen FuE-Budgets für den Energiebereich für Energieeffizienz und erneuerbare Energien aufgewendet. Obwohl sich Deutschland darauf konzentriert, den Anteil der erneuerbaren Energien in seinem Energiemix drastisch zu erhöhen, was hohe Ausgaben für die Finanzierung der FuE im Bereich der erneuerbaren Energien voraussetzt, sollte die Kosteneffizienz nicht nur auf der Ebene der verschiedenen Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien, sondern ganz allgemein auch weiterhin immer ein wesentliches Kriterium bleiben. Beispielsweise sollte die Bundesregierung die Allokation der verfügbaren Mittel zwischen erneuerbaren Energien und Energieeffizienz angesichts der Notwendigkeit sorgfältig untersuchen, die Energieeffizienz zur Erreichung der Regierungsziele drastisch zu steigern, und dabei gleichzeitig die Kostenwirksamkeit von Effizienzverbesserungen im Vergleich zur Einführung von erneuerbaren Energien prüfen. Innerhalb des Budgets für erneuerbare Energien sollte auf die Biokraftstoffe der zweiten Generation ein bedeutend größerer Anteil der Ressourcen entfallen, damit technologische Fortschritte es Deutschland ermöglichen, seine sehr ehrgeizigen längerfristigen Ziele im Bereich der Biokraftstoffe auf kostenwirksame und nachhaltige Weise zu erreichen. Angesichts des hohen Anteils an Stein- und Braunkohle im deutschen Brennstoffmix raten wir der Bundesregierung dazu, dafür zu sorgen, dass hinreichende Mittel in die einschlägige Forschung und Entwicklung fließen, insbesondere zu CO₂-Abtrennung und -Speicherung.

Unabhängig davon, ob die Laufzeit von Kernkraftwerken verlängert wird oder nicht, ist es notwendig, eine Wissensbasis für die Fortsetzung eines sicheren und effizienten Betriebs aufrechtzuerhalten. Daher begrüßen wir es, dass Deutschland die FuE im Bereich der Kernenergie weiter fördert und raten der Bundesregierung, die Förderung auf angemessenem Niveau fortzusetzen. Längerfristig ist die Forschung und Entwicklung im Bereich fortgeschrittener Kernenergiesysteme von entscheidender Bedeutung, um zu gewährleisten, dass sich das Land diese Option für die Zukunft offen hält. In diesem Sinne kann Deutschland, insbesondere in Partnerschaften mit internationalen Programmen, eine wichtige Rolle spielen.

EMPFEHLUNGEN

Die Bundesregierung sollte:

- *die Koordinierungsverfahren und -prozesse zwischen den verschiedenen Akteuren im Bereich der energiebezogenen FuE weiterhin begleiten;*
- *gewährleisten, dass bei der Allokation von FuE-Mitteln für Energietechnologien und Themenbereiche wie erneuerbare Energien und Energieeffizienz Kostenwirksamkeitskriterien herangezogen werden;*
- *Mittel für die projektorientierte FuE zu kostenwirksamen und umweltschonenden Biokraftstoffen der zweiten Generation bereitstellen;*
- *hinreichende FuE-Mittel für Energietechnologien zur Verfügung stellen, die auf eine Reduktion der CO₂-Emissionen – insbesondere von Kohlekraftwerken – abzielen;*
- *gewährleisten, dass die für den anhaltend sicheren und wirksamen Betrieb von Kernkraftwerken notwendige nationale Forschungsbasis aufrechterhalten wird und Deutschland an internationalen Programmen teilnehmen kann, um sich die nukleare Option für die Zukunft offen zu halten.*

ORGANISATION DER PRÜFUNG

PRÜFUNGSTEAM

Die Prüfung der deutschen Energiepolitik durch die Internationale Energie-Agentur wurde 2007 von einer Gruppe von Fachleuten für Energiepolitik aus verschiedenen IEA-Mitgliedsländern, der Europäischen Kommission, der Kernenergie-Agentur der OECD und des IEA-Sekretariats durchgeführt. Das Team hielt sich vom 30. Oktober bis zum 3. November 2006 in Berlin und dem Bundesland Nordrhein-Westfalen auf und führte dort Gespräche mit Vertretern der für Energiefragen zuständigen staatlichen Stellen, der Energiebranche und von Nichtregierungsorganisationen. Verfasst wurde dieser Bericht auf der Basis der Ergebnisse dieser Zusammenkünfte sowie der Antworten der Bundesregierung auf den IEA-Fragebogen gemeinsam mit anderen Informationen. Das Prüfungsteam weiß die Offenheit und Kooperationsbereitschaft aller Personen, mit denen es zusammengetroffen ist, sehr zu schätzen. Dieser Prüfbericht hätte insbesondere ohne die Unterstützung und die im Vorfeld von Wolfdieter Böhler und Christoph Scholten, beide vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, geleistete Arbeit nicht erstellt werden können.

Das Prüfungsteam setzte sich aus folgenden Mitgliedern zusammen:

Hans Jørgen Koch
(Teamleiter)
 Deputy State Secretary
 Ministry of Transport and Energy
 Danish Energy Authority
 Dänemark

Martin Taylor
 Nuclear Energy Analyst
 Abteilung Nuklearentwicklung
 Kernenergie-Agentur, OECD

Kick Bruin
 Senior Policy Adviser
 Ministry of Economic Affairs
 Energy Market Directorate
 Niederlande

Daniel Simmons
 Natural Gas Expert
 Abteilung Energiediversifikation
 Internationale Energie-Agentur,
 OECD

Ben Jarvis
Energy Analyst
National Energy Market Branch
Department of Industry, Tourism
and Resources
Australien

Alicia Mignone
Senior Scientist
National Agency for Energy, New
Technologies and the Environment
Italien

Dr. Derek Taylor
Adviser - Energy
Generaldirektion Energie und
Verkehr
Europäische Kommission

Dr. Noé van Hulst
Direktor
Direktion Langfristige Zusammen-
arbeit und Politikanalyse
Internationale Energie-Agentur,
OECD

Jolanka Fisher
Länderreferentin für Deutschland
Abteilung Länderprüfungen
Internationale Energie-Agentur,
OECD

Für den organisatorischen Ablauf der Prüfung war Jolanka Fisher zuständig, die auch den Bericht verfasste, mit Ausnahme des Kapitels über Erdgas, das von Daniel Simmons von der IEA-Abteilung Energie-diversifikation ausgearbeitet wurde und des Kapitels über die Kernenergie, das von Martin Taylor von der Kernenergie-Agentur der OECD geschrieben wurde. Die Abbildungen wurden von Monica Petit und die Karten von Bertrand Sadin zusammengestellt. Marilyn Ferris und Viviane Consoli leisteten redaktionelle Unterstützung.

BETEILIGTE ORGANISATIONEN

Das Prüfungsteam führte Gespräche mit Vertretern folgender Energie- und Umweltstellen:

BDI (Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.)

BGW (Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V.)

BKWK (Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V.)

BNE (Bundesverband Neuer Energieanbieter)

BUND (Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V.)

EEX (European Energy Exchange)

EFET-Deutschland (European Federation of Energy Traders)

Electrabel

EnBW Energie Baden-Württemberg
E.ON/E.ON Ruhrgas
Bundeskartellamt
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
Bundesministerium der Finanzen
Bundesnetzagentur
Deutsche Energie-Agentur
Germanwatch
GEW RheinEnergie AG
Ministerium für Wirtschaft, Nordrhein-Westfalen
Öko Institute for Applied Ecology
RWE
Vattenfall
VDEW (Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.)
Verbundnetz Gas AG
VIK (Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.)
VKU (Verband kommunaler Unternehmen e.V.)
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH

PRÜFUNGSKRITERIEN

Die *Gemeinsamen Ziele* der IEA, die von den Ministern der IEA-Länder bei ihrer Tagung vom 4. Juni 1993 in Paris angenommen wurden, dienen als Beurteilungskriterien für die von der Agentur durchgeführten Länderprüfungen. Die *Gemeinsamen Ziele* sind in Anhang C dargelegt.

ENERGIEBILANZEN UND STATISTISCHE SCHLÜSSELDATEN

		Einheit: Mio. t RÖE						
ANGEBOT		1973	1990	2004	2005	2010	2020	2030
GESAMTENERGIEGEWINNUNG		171.7	186.2	136.2	134.5	123.4	94.9	86.9
Kohle ¹		141.4	121.8	58.3	56.5	51.5	45.2	41.8
Erdöl		6.8	4.7	4.4	4.6	3.0	1.8	0.6
Erdgas		16.4	13.5	14.7	14.2	15.3	13.8	11.4
Nachwachsende Brennstoffe und Abfälle ²		2.5	4.8	10.8	12.2	13.2	15.8	17.2
Kernenergie		3.2	39.8	43.5	42.5	33.9	8.3	-
Wasserkraft		1.3	1.5	1.8	1.7	2.0	2.1	2.1
Geothermie		-	0.0	0.1	0.1	0.2	1.1	4.3
Solarenergie, Windenergie, usw.		-	0.0	2.5	2.7	4.3	6.7	9.5
NETTOEINFUHREN INSGESAMT³		167.3	165.4	213.1	212.0	214.0	213.8	200.2
Kohle ¹ Ausfuhren		18.3	8.2	0.6	0.6	-	-	-
Einfuhren		15.2	11.5	28.3	26.4	23.9	24.8	13.8
Nettoeinfuhren		-3.1	3.3	27.7	25.7	23.9	24.8	13.8
Erdöl Ausfuhren		9.9	10.2	25.3	27.5	3.7	3.9	2.8
Einfuhren		171.1	132.9	147.8	150.9	131.6	124.2	116.8
Bunker		4.1	2.5	2.7	2.5	3.0	3.6	4.4
Nettoeinfuhren		157.1	120.2	119.8	121.0	124.9	116.7	109.5
Erdgas Ausfuhren		0.1	0.9	7.0	7.8	-	-	-
Einfuhren		12.4	42.7	72.8	73.5	67.2	72.4	77.2
Nettoeinfuhren		12.3	41.7	65.9	65.7	67.2	72.4	77.2
Strom Ausfuhren		0.7	2.6	4.4	5.3	3.8	3.8	4.0
Einfuhren		1.7	2.7	4.1	4.9	1.8	3.7	3.8
Nettoeinfuhren		1.0	0.1	-0.2	-0.4	-2.0	-0.1	-0.2
BESTANDSVÄRÄNDERUNGEN INSG.		-1.1	4.7	-1.1	-1.7	-	-	-
GESAMTANGEBOT (PEV)		337.9	356.2	348.2	344.7	337.4	308.6	287.2
Kohle ¹		139.4	128.5	85.8	81.7	75.4	69.9	55.5
Erdöl		161.9	126.5	125.2	123.4	127.9	118.5	110.1
Erdgas		28.7	55.0	78.7	80.8	82.6	86.3	88.5
Nachwachsende Brennstoffe und Abfälle ²		2.5	4.8	10.8	12.2	13.2	15.8	17.2
Kernenergie		3.2	39.8	43.5	42.5	33.9	8.3	-
Wasserkraft		1.3	1.5	1.8	1.7	2.0	2.1	2.1
Geothermie		-	0.0	0.1	0.1	0.2	1.1	4.3
Solarenergie, Windenergie usw.		-	0.0	2.5	2.7	4.3	6.7	9.5
Stromhandel ⁴		1.0	0.1	-0.2	-0.4	-2.0	-0.1	-0.2
Anteile (in %)								
Kohle		41.2	36.1	24.6	23.7	22.3	22.7	19.3
Erdöl		47.9	35.5	36.0	35.8	37.9	38.4	38.4
Erdgas		8.5	15.4	22.6	23.4	24.5	27.9	30.8
Nachwachsende Brennstoffe und Abfälle		0.7	1.3	3.1	3.5	3.9	5.1	6.0
Kernenergie		0.9	11.2	12.5	12.3	10.0	2.7	-
Wasserkraft		0.4	0.4	0.5	0.5	0.6	0.7	0.7
Geothermie		-	-	-	-	0.1	0.4	1.5
Solarenergie, Windenergie usw.		-	-	0.7	0.8	1.3	2.2	3.3
Stromhandel		0.3	-	-0.1	-0.1	-0.6	-	-0.1

0: unerheblich; -: null; ..: nicht verfügbar

Anmerkung: Die Prognosen basieren auf Untersuchungen des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) und der Prognos AG/Baselof. Sie sind keine amtlichen Prognosen der Bundesregierung.

Alle Projektionen basieren auf Unterlagen aus dem Jahr 2004.

NACHFRAGE							
ENDVERBRAUCH NACH SEKTOREN	1973	1990	2004	2005	2010	2020	2030
Gesamt-Endenergieverbrauch (EEV)	246.6	247.3	252.6	261.0	248.7	240.1	229.8
Kohle ¹	53.1	37.3	8.4	8.2	12.3	10.7	10.0
Erdöl	138.2	117.7	115.6	111.8	117.8	109.4	101.9
Erdgas	21.1	41.0	62.4	61.3	59.0	58.3	56.2
Nachwachsende Brennstoffe und Abfälle ²	1.7	3.0	5.6	6.8	6.1	8.0	9.2
Geothermie	-	0.0	0.1	0.1	-	-	-
Solarenergie, Windenergie usw.	-	0.0	0.2	0.3	0.5	0.9	1.1
Strom	26.9	39.1	44.1	44.5	45.3	45.8	45.3
Wärme	5.5	9.1	16.0	28.1	7.6	7.1	6.3
Anteile (in %)							
Kohle	21.5	15.1	3.3	3.1	5.0	4.5	4.3
Erdöl	56.0	47.6	45.8	42.8	47.4	45.6	44.3
Erdgas	8.6	16.6	24.7	23.5	23.7	24.3	24.4
Nachwachsende Brennstoffe und Abfälle	0.7	1.2	2.2	2.6	2.5	3.3	4.0
Geothermie	-	-	-	-	-	-	-
Solarenergie, Windenergie usw.	-	-	0.1	0.1	0.2	0.4	0.5
Strom	10.9	15.8	17.5	17.1	18.2	19.1	19.7
Wärme	2.2	3.7	6.4	10.8	3.1	2.9	2.7
INDUSTRIE INSGESAMT⁵	105.9	89.5	83.6	83.2	81.4	81.1	79.6
Kohle ¹	28.7	20.7	7.1	7.3	11.9	10.5	9.8
Erdöl	46.9	27.3	27.4	26.9	27.5	28.0	27.0
Erdgas	13.3	19.7	21.1	21.4	21.2	21.6	21.3
Nachwachsende Brennstoffe und Abfälle ²	0.0	0.8	-	-	0.5	0.5	0.6
Geothermie	-	-	-	-	-	-	-
Solarenergie, Windenergie usw.	-	-	-	-	0.0	0.0	0.1
Strom	15.3	18.6	20.1	20.0	19.0	19.4	19.9
Wärme	1.6	2.4	7.8	7.8	1.3	1.2	1.0
Anteile (in %)							
Kohle	27.1	23.1	8.5	8.7	14.6	13.0	12.3
Erdöl	44.3	30.5	32.8	32.3	33.8	34.5	33.9
Erdgas	12.6	22.0	25.3	25.7	26.1	26.6	26.8
Nachwachsende Brennstoffe und Abfälle	-	0.9	-	-	0.6	0.6	0.8
Geothermie	-	-	-	-	-	-	-
Solarenergie, Windenergie usw.	-	-	-	-	-	0.1	0.1
Strom	14.5	20.8	24.1	24.0	23.3	23.9	24.9
Wärme	1.5	2.7	9.3	9.3	1.6	1.4	1.2
VERKEHR	39.7	60.0	64.4	63.3	64.1	62.6	61.5
SONSTIGE SEKTOREN INSGESAMT⁶	101.0	97.8	104.6	114.4	103.1	96.4	88.7
Kohle ¹	22.7	16.6	1.3	0.9	0.4	0.2	0.2
Erdöl	54.2	31.6	26.1	24.9	29.2	24.7	21.4
Erdgas	7.8	21.3	41.3	39.9	37.7	36.0	33.3
Nachwachsende Brennstoffe und Abfälle ²	1.7	2.2	4.6	4.8	4.1	4.1	4.0
Geothermie	-	0.0	0.1	0.1	-	-	-
Solarenergie, Windenergie usw.	-	0.0	0.2	0.3	0.5	0.8	1.0
Strom	10.7	19.3	22.6	23.2	24.9	24.7	23.6
Wärme	3.9	6.7	8.3	20.4	6.3	5.9	5.3
Anteile (in %)							
Kohle	22.5	16.9	1.2	0.8	0.4	0.2	0.2
Erdöl	53.6	32.3	25.0	21.8	28.3	25.6	24.1
Erdgas	7.7	21.8	39.5	34.9	36.6	37.3	37.5
Nachwachsende Brennstoffe und Abfälle	1.7	2.2	4.4	4.2	4.0	4.2	4.5
Geothermie	-	-	0.1	0.1	-	-	-
Solarenergie, Windenergie usw.	-	-	0.2	0.2	0.5	0.8	1.1
Strom	10.6	19.8	21.7	20.2	24.1	25.6	26.6
Wärme	3.9	6.9	7.9	17.8	6.1	6.1	6.0

NACHFRAGE							
ENERGIEUMWANDLUNG UND ENERGIEVERLUSTE	1973	1990	2004	2005	2010	2020	2030
STROMERZEUGUNG⁷							
INPUT (Mio. t RÖE)	98.6	141.2	144.2	141.5	133.3	112.2	100.6
OUTPUT (Mio. t RÖE)	32.2	47.1	52.5	52.7	53.5	51.6	50.7
(Brutto-Terrawatt-Stunden)	374.4	547.7	610.0	613.2	622.5	600.0	589.5
Outputanteile (%)							
Kohle	69.0	58.7	50.3	49.8	47.0	48.6	39.4
Erdöl	12.0	1.9	1.7	1.7	0.7	0.7	0.6
Erdgas	10.9	7.4	10.3	11.3	16.3	24.7	33.1
Nachwachsende Brennstoffe und Abfälle	0.8	0.9	2.6	2.7	4.2	4.9	5.4
Kernenergie	3.2	27.8	27.4	26.6	20.9	5.3	-
Wasserkraft	4.1	3.2	3.5	3.2	3.7	4.2	4.2
Geothermie	-	-	-	-	0.0	0.2	0.9
Solarenergie, Windenergie usw.	-	0.0	4.3	4.6	7.1	11.4	16.5
ENERGIEVERLUSTE INSGESAM							
davon:	90.7	112.0	98.6	82.5	88.7	68.5	57.3
Strom- und Wärmeerzeugung ⁸	60.0	83.4	74.3	58.3	71.0	52.5	42.8
Sonstige Umwandlungen	7.0	8.0	5.6	5.4	1.4	1.4	1.3
Eigenverbrauch und Energieverluste ⁹	23.7	20.5	18.7	18.8	16.3	14.7	13.3
Statistische Differenzen	0.5	-3.0	-2.9	1.2	-	-	-
INDIKATOREN							
BIP (Mrd. US-\$ von 2000)	1038.75	1543.20	1944.12	1961.79	2113.40	2476.96	2818.47
Bevölkerung (Millionen)	78.96	79.36	82.50	82.46	82.40	81.30	79.30
PEV/BIP ¹⁰	0.33	0.23	0.18	0.18	0.16	0.12	0.10
Energieerzeugung/Gesamt-PEV	0.51	0.52	0.39	0.39	0.37	0.31	0.30
Pro-Kopf-PEV ¹¹	4.28	4.49	4.22	4.18	4.09	3.80	3.62
Mineralölverbrauch/BIP ¹⁰	0.16	0.08	0.06	0.06	0.06	0.05	0.04
EEV/BIP ¹⁰	0.24	0.16	0.13	0.13	0.12	0.10	0.08
Pro-Kopf-EEV ¹¹	3.12	3.12	3.06	3.17	3.02	2.95	2.90
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen (Mio. t CO ₂) ¹²	1058.7	966.4	848.6	..	808.3	770.0	695.8
CO ₂ -Emissionen von Bunkern (Mio. t CO ₂)	21.8	22.1	31.7	..	34.9	41.3	48.0
WACHSTUMSRATEN (in % pro Jahr)							
PEV	1.5	-0.3	-0.2	-1.0	-0.4	-0.9	-0.7
Kohle	-0.2	-0.6	-2.8	-4.8	-1.6	-0.7	-2.3
Erdöl	-0.1	-2.2	-0.1	-1.4	0.7	-0.8	-0.7
Erdgas	10.2	0.6	2.6	2.7	0.4	0.4	0.3
Nachwachsende Brennstoffe und Abfälle	6.2	2.7	5.9	13.3	1.6	1.8	0.9
Kernenergie	27.5	10.3	0.6	-2.4	-4.4	-13.1	-
Wasserkraft	3.2	-0.5	1.4	-7.1	3.3	0.8	0.0
Geothermie	-	-	24.1	2.8	5.7	19.1	14.5
Solarenergie, Windenergie usw.	-	-	42.7	9.9	9.9	4.5	3.4
EEV	1.2	-0.6	0.2	3.3	-1.0	-0.3	-0.4
Stromverbrauch	3.8	1.4	0.9	0.8	0.3	0.1	-0.1
Energieverbrauch	1.0	0.2	-2.2	-1.2	-1.7	-2.6	-0.9
Nettoerdölimporte	0.2	-2.5	-0.0	1.0	0.7	-0.7	-0.6
BIP	2.6	2.2	1.7	0.9	1.5	1.6	1.3
Zunahme des PEV/BIP-Quotienten	-1.0	-2.5	-1.8	-1.9	-1.9	-2.4	-2.0
Zuwachs des EEV/BIP-Quotienten	-1.3	-2.8	-1.5	2.4	-2.4	-1.9	-1.7

Anmerkung: Die Abweichungen in den Summen erklären sich aus Rundungen.

FUSSNOTEN ZU DEN ENERGIEBILANZEN UND STATISTISCHEN SCHLÜSSELDATEN

1. Einschließlich Braunkohle und Torf.
2. Die Rubrik „Nachwachsende Brennstoffe und Abfälle“ umfasst feste Biomasse, flüssige Biomasse, Biogas, Industrieabfälle und Hausmüll. Die Daten sind häufig Teilerhebungen entnommen und länderübergreifend nicht vergleichbar.
3. Die Nettoeinfuhren insgesamt schließen nachwachsende Brennstoffe und Abfälle sowie den Wärmehandel mit ein.
4. Das Gesamtstromangebot entspricht dem Nettohandel. Ein negativer Wert beim PEV-Anteil gibt an, dass die Ausfuhren über den Einfuhren liegen.
5. Einschließlich nichtenergetischer Verbrauch.
6. Die Rubrik „Sonstige Sektoren“ umfasst die privaten Haushalte, den gewerblichen Sektor, den öffentlichen Sektor, Landwirtschaft, Fischerei und sonstige nicht genannte Sektoren.
7. Die Inputs für die Stromerzeugung umfassen die Inputs für Elektrizitätswerke, KWK-Anlagen und Heizkraftwerke. Der Output bezieht sich ausschließlich auf die Stromerzeugung.
8. Energieverluste, die bei der Strom- und Wärmeerzeugung der Versorgungsbetriebe und bei Eigenerzeugern entstehen. Bei der Stromerzeugung ohne Verwendung fossiler Brennstoffe werden die theoretischen Energieverluste auf der Basis einer Anlageneffizienz von etwa 33% für die Kernenergie und 100% für die Wasserkraft und Photovoltaik angezeigt.
9. Die Daten zu den „Energieverlusten“ für die kommenden Jahre weisen häufig große statistische Differenzen auf, die sich aus Abweichungen zwischen den Angebots- und Nachfrageerwartungen ergeben, zumeist aber die realen Erwartungen hinsichtlich der Umwandlungsgewinne und -verluste nicht widerspiegeln.
10. Tonnen RÖE je 1 000 US-\$ zu Preisen und Wechselkursen von 2000.
11. Tonnen RÖE je Person.
12. „Energiebedingte CO₂-Emissionen“ sind nach dem IPCC-Sektoransatz (IPCC Tier I) geschätzt worden. Im Einklang mit der IPCC-Methodik sind Emissionen internationaler Schifffahrts- und Luftfahrtbunker in den nationalen Gesamtwerten nicht enthalten. Die projizierten Emissionen aus der Mineralöl- und Erdgasverbrennung wurden durch Berechnung des Verhältnisses Emissionen/Energieeinsatz für das Jahr 2005 und Anwendung dieses Faktors auf die Prognosen für den künftigen Energieverbrauch ermittelt. Die künftigen Emissionen aus der Kohleverbrennung fußen auf produktspezifischen Verbrauchsprojektionen und werden anhand von IPCC/OECD-Emissionsfaktoren und -Methoden berechnet.

GEMEINSAME ZIELE DER IEA-LÄNDER

Die 26 Mitgliedstaaten der Internationalen Energie-Agentur (IEA) bemühen sich, die nötigen Voraussetzungen zu schaffen, damit die Energiesektoren ihrer Volkswirtschaften den größtmöglichen Beitrag zu einem nachhaltigen Wirtschaftswachstum, zum Wohlergehen der Bevölkerung und zum Schutz der Umwelt leisten können. Ein grundlegender Gesichtspunkt bei der Konzipierung der Energiepolitik ist die Schaffung freier und offener Märkte, wobei die Regierungen jedoch der Energiesicherheit und dem Umweltschutz besonderes Gewicht beimessen müssen. Die IEA-Länder erkennen die Bedeutung der zunehmenden weltweiten Interdependenz im Energiebereich an. Sie streben daher ein wirksames Funktionieren der internationalen Energiemärkte an und fördern den Dialog mit allen Marktteilnehmern.

Zur Verwirklichung ihrer Ziele bemühen sich die Mitgliedsländer um die Schaffung eines Aktionsrahmens, der den nachstehenden Erfordernissen gerecht wird.

1. Diversifizierung, Effizienz und Flexibilität im Energiesektor sind grundlegende Voraussetzungen für die längerfristige Energieversorgungssicherheit: Die Energieverbrauchsstruktur in und zwischen den einzelnen Sektoren sollte ebenso wie die Lieferquellen für die jeweiligen Energieträger so breitgefächert wie möglich sein. Nicht-fossile Energieträger, namentlich Kern- und Wasserkraft, leisten zur Diversifizierung des Energieangebots der IEA-Länder als Gruppe einen wesentlichen Beitrag.

2. Die Energiesysteme sollten imstande sein, unverzüglich und flexibel auf energiewirtschaftliche Krisensituationen zu reagieren. Das erfordert in einigen Fällen kollektive Mechanismen und Aktionen: Die IEA-Länder arbeiten im Rahmen der Agentur zusammen, um gemeinsame Maßnahmen für den Fall einer Ölversorgungskrise zu definieren.

3. Die umweltverträgliche Bereitstellung und Verwendung von Energie ist von zentraler Bedeutung für die Verwirklichung dieser gemeinsamen Ziele. Die Entschei-

* Australien, Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Italien, Japan, Kanada, Korea, Luxemburg, Neuseeland, Niederlande, Norwegen, Österreich, Portugal, Schweden, Schweiz, Spanien, Tschechische Republik, Türkei, Ungarn, Vereinigtes Königreich, Vereinigte Staaten.

Träger sollten bestrebt sein, die negativen Umweltfolgen energie-wirtschaftlicher Aktivitäten so gering wie möglich zu halten, und umge-kehrt sollte bei Entscheidungen im Umweltbereich den energiewirt-schaftlichen Folgen Rechnung ge-tragen werden. Der Staat sollte seine Interventionen soweit irgend möglich am Verursacherprinzip ausrichten.

4. Es müssen verstärkt um-weltverträgliche Energiequellen gefördert und entwickelt werden. Von wesentlicher Bedeutung ist hier die saubere und rationelle Verwen-dung der fossilen Brennstoffe. Priori-tät gebührt ferner auch der Nutzung wirtschaftlich rentabler nichtfossiler Energieträger. Eine Anzahl von IEA-Mitgliedstaaten möchte die Kern-kraftoption, unter Anwendung der strengsten verfügbaren Sicherheits-standards, auch in Zukunft aufrecht-erhalten und weiter verbessern, weil die Kernkraftnutzung nicht mit Koh-lendioxidemissionen verbunden ist. Erneuerbare Energiequellen werden ebenfalls einen zunehmend wichti-gen Beitrag zu leisten haben.

5. Die Steigerung der Energie-effizienz ist ein kostenwirksames Mittel, um sowohl den Umweltschutz als auch die Energieversorgungssicherheit zu fördern. Das Potential zur rationelleren Energienutzung ist auf sämtlichen Stufen des Energie-zyklus von der Produktion bis hin zum Verbrauch beträchtlich. Um diese Möglichkeiten zu nutzen, bedarf es energischer Anstrengungen von Sei-ten der Regierungen wie auch sämtlicher Energieverbraucher.

6. Fortgesetzte Bemühungen auf dem Gebiet von Forschung, Ent-wicklung und Markteinführung neuer und verbesserter Energie-technologien leisten einen entschei-denden Beitrag zur Verwirklichung

der oben umrissenen Ziele. Energie-technologische Maßnahmen sollten die Energiepolitik im weiteren Sinne ergänzen. Die internationale Zu-sammenarbeit bei der Entwicklung und Verbreitung von Energietechno-logien, insbesondere auch die Ein-beziehung der Wirtschaft und die Zusammenarbeit mit Nichtmitglied-staaten, sollte gefördert werden.

7. Nichtverzerrte Energiepreise ermöglichen ein wirksames Funktio-nieren der Märkte. Die Energieprei-se dürfen nicht im Interesse sozialer oder industrieller Ziele künstlich unter den effektiven Kosten der Energie-versorgung gehalten werden. Die durch Energieerzeugung und -ver-wendung bedingten Umweltkosten sollten sich, soweit möglich und nötig, in den Preisen niederschlagen.

8. Ein freizügiger und offener Handel und zuverlässige Rahmen-bedingungen für Investitionen tragen zu effizienten Energiemärkten und zur Energieversorgungssicherheit bei. Verzerrungen bei Energiehandel und energiewirtschaftlichen Investi-tionen müssen vermieden werden.

9. Die Zusammenarbeit aller Energiemarktteilnehmer unterein-ander trägt dazu bei, den Informa-tionsfluss und das Verständnis zu verbessern, und fördert weltweit die Entwicklung effizienter, umwelt-verträglicher und flexibler Energie-systeme und -märkte. Diese sind nötig, um die Investitionen, den Handel und das Vertrauen zu för-dern, was wiederum eine wichtige Voraussetzung für die Verwirklichung der globalen Energiesicherheits- und Umweltziele darstellt.

(Die Gemeinsamen Ziele wurden von den Ministern der IEA-Länder auf ihrer Tagung vom 4. Juni 1993 in Paris angenommen.)

GLOSSAR UND ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

Im vorliegenden Bericht wird eine Reihe der von der Internationalen Energie-Agentur verwendeten Begriffe durch Abkürzungen ersetzt. Diese Begriffe wurden zwar bei ihrer erstmaligen Erörterung im Text in der Regel ausgeschrieben, doch bietet das Glossar eine rasche und zentrale Nachschlagemöglichkeit für viele der verwendeten Abkürzungen. Zusätzlich enthält es Definitionen einiger häufig verwendeter Begriffe.

BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BfS	Bundesamt für Strahlenschutz
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMELV	Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz
BMF	Bundesministerium der Finanzen
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNetzA	Bundesnetzagentur
CDM	Clean Development Mechanism (flexibler Mechanismus des Kyoto-Protokolls)
CO ₂	Kohlendioxid
dena	Deutsche Energie-Agentur
DWR	Druckwasserreaktor
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEV	Endenergieverbrauch
EEX	European Energy Exchange
EnEV	Energieeinsparverordnung

EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ERGEG	Gruppe der Europäischen Energieregulierungsbehörden
ETSO	Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber
EU	Europäische Union
EU-ETS	EU-Emissionshandelssystem
EUR	Euro (€); 1 EUR = 1,26 USD (durchschnittlicher Wechselkurs in 2006)
EWI	Universität zu Köln, Energiewirtschaftliches Institut
FuE	Forschung und Entwicklung, insbesondere im Bereich der Energietechnologien; umfasst u.U. auch die Phasen der Demonstration und Verbreitung
G8	G8-Länder, ein internationales Forum der Regierungschefs aus Deutschland, Frankreich, Kanada, Italien, Japan, der Russischen Föderation, dem Vereinigten Königreich und den Vereinigten Staaten
GIF	Generation IV International Forum (Internationales Forum Kernkraftgeneration IV)
GW	Gigawatt ($1 \text{ Watt} \times 10^9$)
GWh	Gigawatt-Stunde
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IEA	Internationale Energie-Agentur
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Zwischenstaatliches Expertengremium für Klimafragen)
ITER	Internationaler Thermonuklear-Versuchsreaktor
JI	Joint Implementation (flexibler Mechanismus des Kyoto-Protokolls)
kcal	Kilokalorien ($1 \text{ Kalorie} \times 10^3$, entspricht 10^{-7} t RÖE)
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
kg	Kilogramm
kJ	Kilojoule
km	Kilometer ($1 \text{ Meter} \times 10^3$)
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
kt	Tausend Tonnen
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt ($1 \text{ Watt} \times 10^3$)
kWh	Kilowatt-Stunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
ℓ	Liter
LNG	Flüssigerdgas

LPG	Flüssiggas aus Raffinerien (Autogas)
MAP	Marktanreizprogramm
MBtu	million British thermal units
MW	Megawatt ($1 \text{ Watt} \times 10^6$)
MW _e	Megawatt elektrisch
MWh	Megawatt-Stunde
MwSt	Mehrwertsteuer
NAP	Nationaler Allokationsplan (im Rahmen des EU-ETS)
OECD	Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
PEV	Primärenergieverbrauch
PJ	Petajoule
PJM	Unabhängiger Systembetreiber in den Vereinigten Staaten (Pool, der neben Pennsylvania, New Jersey und Maryland, daher die Bezeichnung, nun auch andere Bundesstaaten umfasst).
PV	Photovoltaik
StrEG	Stromeinspeisungsgesetz
SWR	Siedewasserreaktor
t RÖE	Tonne Rohöleinheiten, definiert als 10^7 kcal
TPA	Netzzugang Dritter; in einigen Regionen wird anstelle von TPA der Begriff "offener Zugang" verwendet
TWh	Terawatt-Stunde = $1 \text{ Terawatt} \times 1 \text{ Stunde} = 1 \text{ Watt} \times 10^{12} \times 1 \text{ Stunde}$
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transports elektrischer Energie)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UNFCCC	UN-Rahmenabkommen über Klimaänderungen
US-\$	1 USD = 0,80 EUR (durchschnittlicher Wechselkurs in 2006)
t UTA	Tonne Urantrennarbeit

Energiepolitik der IEA-Länder



DEUTSCHLAND Prüfung 2007

Nur wenige Länder können einen so starken Effekt auf die Energiepolitik in Europa ausüben wie Deutschland. Auf Grund ihrer Größe und strategischen Lage spielt die Bundesrepublik eine entscheidende Rolle auf den Energiemärkten der Region, weshalb eine vernünftige Energiepolitik und starke Energiemarktgestaltung unerlässlich sind. Diesbezüglich macht die Bundesrepublik weiterhin bemerkenswerte Fortschritte. Sie hat die Reform ihrer Strom- und Erdgasmärkte fortgesetzt, einen Zeitplan für die Beendigung der Kohlesubventionen aufgestellt, ist im Begriff, wichtige Klima- und Umweltziele zu erfüllen und hat die Themenkreise Energie, Effizienz und Umwelt im Rahmen ihres EU-Ratsvorsitzes und ihrer G8-Präsidentschaft ganz oben auf die weltpolitische Agenda gestellt. Die Internationale Energie-Agentur (IEA) begrüßt diese Anstrengungen.

Gleichwohl bleibt noch einiges zu tun, um Deutschlands Energiepolitiken und -märkte weiter zu verbessern. Der geplante Ausstieg aus der Kernenergie in den kommenden Jahren hätte erhebliche Auswirkungen auf den Energiemix des Landes und gibt daher Anlass zu Besorgnis in Bezug auf Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit, für Deutschland ebenso wie für Europa insgesamt. Und auch wenn bereits Fortschritte erzielt wurden, muss doch mehr getan werden, um wirklich gleiche Bedingungen für alle Marktteilnehmer und damit die Voraussetzung für die Entwicklung von Wettbewerb auf den Strom- und Gasmärkten zu schaffen. Dazu bedarf es einer effektiven Trennung der Netzaktivitäten und starker Befugnisse für die Regulierungsbehörden. Die Umweltpolitik des Landes schließlich fördert zwar die Erfüllung ehrgeiziger Zielvorgaben, ist jedoch mit hohen Kosten verbunden – und gelegentlich geraten Maßnahmen in verschiedenen Politikbereichen miteinander in Konflikt.

Diese Veröffentlichung befasst sich eingehend mit den energiepolitischen Herausforderungen, vor denen Deutschland steht, was durch eine kritische Analyse anhand von Vergleichen mit nachahmenswerten Beispielen aus anderen IEA-Ländern und Empfehlungen zur Verbesserung der Politik ergänzt wird. Damit soll Deutschland der Weg in eine nachhaltige Energiezukunft aufgezeigt werden.